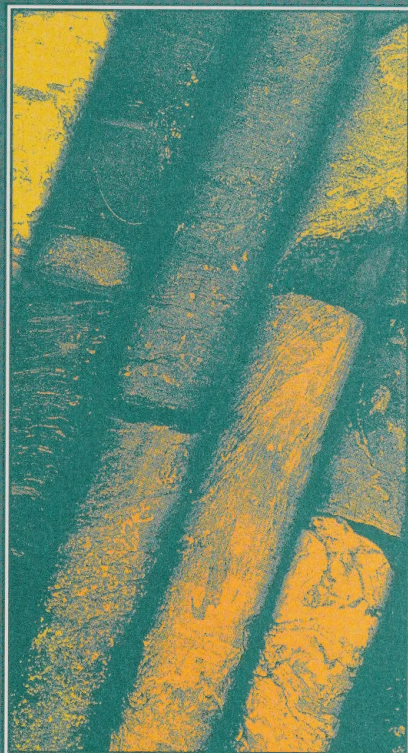


ONTARIO ENERGY BOARD

CA20N
EB
-A 56



A N N U A L
R E P O R T
1 9 9 2 - 1 9 9 3

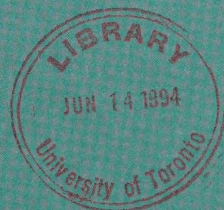


TABLE OF CONTENTS

.....

MESSAGE FROM THE CHAIR

2

BOARD MEMBERSHIP

6

INTRODUCTION

ONTARIO'S ENERGY SYSTEM
OEB ROLES AND RESPONSIBILITIES
BOARD STRUCTURE AND RESOURCES

7

1992-93 HIGHLIGHTS

(Year Ending March 31, 1993)

FOSTERING ACCESS AND PARTICIPATION

IMPROVING PROCEDURES

ADMINISTRATIVE JUSTICE COMMUNITY

STREAMLINING OPERATIONS

THE REGULATORY AGENDA

Gas Integrated Resource Planning Examined

Hydro's Bulk Power Rates Reviewed

Natural Gas Rates Hearings

Pipeline Applications

Other Reports

16

LIST OF PROCEEDINGS

30

PUBLIC PARTICIPATION

32

GLOSSARY

33

ABOUT THE COVER

.....

The cover depicts a core sample obtained by drilling. In the natural gas industry core samples are taken to define the structural characteristics and integrity of gas storage pools.

The Ontario Energy Board is located at
2300 Yonge Street, Suite 2601
Toronto, Ontario M4P 1E4 (416) 481-1967

Copies of this and other Board publications may be purchased from the Ontario Government Bookstore, 880 Bay Street, Toronto. Telephone (416) 326-5320.

Out-of-town customers please contact Publications Ontario, Mail Orders, 50 Grosvenor Street, Toronto, Ontario M7A 1N8 Toll-free long distance: 1-800-668-9938.

ISSN 0317-4891

Photographs of Board members by Vincenzo Pietropaolo. Other photographs courtesy of Centra Gas Ontario Inc., The Consumers' Gas Company Ltd., Ontario Hydro, and Union Gas Limited.



Printed in Canada on Beckett Expressions containing 50% recycled fibre with 25% post-consumer waste.



Ontario

Minister
Ministre

Ministry of
Environment
and Energy

Ministère de
l'Environnement
et de l'Énergie

135 St. Clair Avenue West
Suite 100
Toronto ON M4V 1P5

135, avenue St. Clair ouest
Bureau 100
Toronto ON M4V 1P5

The Honourable Henry N.R. Jackman
Lieutenant Governor of the
Province of Ontario

I hereby submit the annual report of the Ontario Energy Board.
It reviews the events and activities of the fiscal year of 1992-
1993.

Respectfully submitted,

C.J. (Bud) Wildman
Minister



REGULATORY TRIBUNALS MUST ADAPT TO CHANGING ECONOMIC CONDITIONS

THE ONTARIO ENERGY BOARD IS PROUD TO TAKE AN ACTIVE ROLE IN THE NATURAL GAS AND ELECTRICITY SECTORS. THESE SECTORS OF OUR ECONOMY PROVIDE AN ESSENTIAL SERVICE TO THOUSANDS OF BUSINESSES AND MILLIONS OF HOMES SAFELY, RELIABLY, AND AT LEAST COST, WITH DUE CONSIDERATION TO ENVIRONMENTAL CONCERNS.

While endeavouring to ensure that rates are fair, that supply is secure, and that the public interest is upheld, the OEB must be sensitive and aware that our actions could have distorting and counterproductive effects if we are not careful.

In an era of budget constraints and rapidly changing market conditions, regulators, as well as utilities and their customers, must promote innovation and seek proactive and collaborative solutions to industry problems, if natural gas and electricity are to continue to be available to consumers at fair prices. To be effective and efficient, regulatory tribunals must be willing to adjust to changing circumstances.

As part of our continuing search for improvement, the Board has undertaken several initiatives including alternative dispute resolution, a two-year test period, a review of our legislation and joint or generic hearings. We have implemented new

policies and procedures for intervenor cost awards, reducing the time it takes to process cost applications. We are also revamping our system for monitoring the financial performance of gas utilities, and we are modifying the accounting system used by utilities to report financial information. The underlying objective of all of these initiatives is to improve the regulatory process and procedure at the OEB. To the extent we are successful, regulatory costs should be reduced and the quality of our regulation should be enhanced.

Details of the Board's more noteworthy accomplishments this year, and summaries of significant decisions and reports, are highlighted in this annual report. These details are evidence of the hard work and teamwork shown by the many talented and experienced Board members and staff. It is through the efforts of these dedicated professionals that the Board has accomplished so much this year.

In the interests of efficiency, the Board is encouraging the continued use of the two-year test period and settlement conferences, both of which were introduced last year. A two-year test period allows us to set rates for two years in one proceeding in order to save hearing resources. Settlement conferences foster the sharing of ideas and concerns, often resulting in the resolution of outstanding issues before a formal hearing begins. A cooperative approach improves the decision-making process both in and out of the hearing room, since all parties are given the opportunity to participate more fully and informally. Although the immediate benefits of using settlements are not conclusive, the process has been well received by the industry, and we look forward to achieving the long-term benefits that can result from using a more cooperative approach.

Regulatory efficiency can also be improved through the use of joint or generic hearings. These hearings are used when the issues under review must be resolved expeditiously, when the decisions on the issues could have broad policy and regulatory impacts, and when cost efficiencies

are possible by hearing common issues in one proceeding.

Effective regulation in the 1990s involves concern for the natural environment we all share. Last year the Board recognized the connections between energy, the environment and the economy by initiating a multiple-step process referred to as the gas integrated resource planning (IRP) proceeding. IRP is a method of planning for gas utilities in which the expected demand for gas is met by the least costly mix of supply-side and demand-side options. This year we concentrated our efforts on the demand-side-management (DSM) aspects of IRP through a generic hearing. This phase of the proceeding has resulted in formalized guidelines for the implementation of a utility-specific DSM plan that will appropriately balance environmental and economic considerations. We recommended that the natural gas utilities form a joint collaborative with diverse stakeholders to identify and recommend methods of including the costs and benefits of social and environmental factors in the rates charged to natural gas customers.

INNOVATIONS

- *Alternative Dispute Resolution*
- *Two-Year Test Period*
- *Joint or Generic Hearings*

ENVIRONMENTAL ISSUES

- Gas Integrated Resource Planning
- Electrical Energy Management
- Pipeline Construction Guidelines

As part of the review of proposed increases in Ontario Hydro's 1993 bulk power rates, we took note of Ontario Hydro's demand-side activities. Our report to the Ministry emphasized that demand-side measures must be subjected to the same rigorous scrutiny as supply-side measures. We also recommended that Hydro arrange a series of workshops with stakeholders to further review and develop its energy management programs and that it make additional efforts to evaluate and monitor these programs to ensure that program dollars are well spent.

Rounding out our initiatives designed to improve our effectiveness in responding to environmental concerns, we are revising our environmental guidelines for locating, constructing and operating pipelines in Ontario. We are working on changes to cover additional activities, to respond to urban planning needs and to enhance public participation.

Achieving more effective regulation requires greater public involvement and open lines of communication with the varied groups having an interest in our hearings. To strengthen our communications effort, we have

developed a *Regulatory Agenda* newsletter to keep interested parties informed of our activities, and we have also introduced the use of executive summaries as part of our rate decisions for the convenience of readers. Public involvement is enhanced through the *Intervenor Funding Project Act* (IFPA), extended by the government until 1996. The IFPA will continue to assist qualified interested parties who would otherwise not be able to finance their own participation in regulatory activities.

With quality-of-service improvements in mind, we have also initiated a review of the existing legislation and regulations that govern our operations. The main purpose of reviewing the legislation is to provide the government with recommendations that reflect changes in the marketplace, such as the deregulation of gas prices and the introduction of direct purchase options, which could not have been contemplated when the legislation was enacted. In addition, our Draft Rules of Practice and Procedure, which were amended as of January 1, 1993 to reflect the Board's new cost-award process, are also being reviewed as part of our focus on quality improvement.

.....

Maintaining our involvement with the administrative justice community is necessary to ensure that the Board is both up to date with important events, and not out of step with other jurisdictions. As part of my contribution to the Board's outreach efforts, I am currently serving as Secretary of the agency Chairs' Section of the Society of Ontario Adjudicators and Regulators, and acting as co-chair of the 1993 conference of the Canadian Council of Administrative Tribunals. I have also been involved with the Canadian Association of Members of Public Utility Tribunals, by chairing its Energy Committee and sitting on its Executive Committee.

While the OEB has been attempting to boost efficiency and effectiveness, the government as a whole has been moving in the same direction. The formation of the Ministry of Environment and Energy in February 1993 combines two areas with increasingly strong links. Also, the Management Board of Cabinet has undertaken a review of Ontario's system of agencies, boards and commissions designed to streamline operations. The OEB actively participated on the task forces, which produced

certain directions that were approved in principle by the Cabinet.

Looking at the future, one of my main priorities is to work together with our stakeholders to improve the quality of the services our Board provides. We will be actively soliciting input to ensure that the needs of all our stakeholders are considered. Given current market conditions and our expectations of where deregulation and other key issues will take us next, we must consider our mandate within the context of emerging trends and determine the future direction that our Board must take to best serve our customers. Only when we take this long-term approach can we ensure that our efforts will be in the best interests of the public and the gas industry.

By continuing to strive to improve the efficiency and effectiveness of our operations, the Board will be able to continue to meet the needs of those who rely upon us.


Marie C. Rounding
Chair

BOARD MEMBERSHIP

CHAIR:

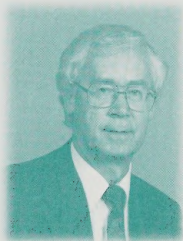
MARIE C. ROUNDING



Marie Rounding, a lawyer and former teacher, was appointed OEB Chair effective January 1, 1992. She had served as a member of the Ontario Energy Board from 1984 to 1987. Other previous positions include: legal counsel to the Ontario Ministry of Energy; Director—Legal Services, Ministry of Financial Institutions; and Director of the Crown Law Office—Civil Law, Ministry of the Attorney General. Ms. Rounding is also Chair of Doctors Hospital in Toronto.

VICE-CHAIR:

ORVILLE J. COOK



Chartered accountant Orville Cook was in public practice before coming to work for the Board in 1961. He has served the Board in a number of senior staff positions, including Manager—Financial Analysis, Director of Operations and Energy Returns Officer. Mr. Cook became a member of the Board in January 1985 and served as Acting Chair during the second half of 1991. He was named Vice-Chair effective in November 1991.

MEMBERS:

CARL A. WOLF JR.



Carl Wolf joined the Board in September 1986 after a varied 29-year career with Union Carbide, where he administered the company's energy affairs. Prior to his appointment, he was also Vice-Chairman of the

Industrial Gas Users Association and a member of a number of industry associations and government energy-policy groups.

* RICHARD R. PERDUE



A lawyer, Richard Perdue was named a part-time member of the Board in February 1990. He formerly served as a full-time Board member from 1981 to 1986.

C. WILLIAM W. DARLING



William Darling was appointed to the Board in February 1990 following an extended career with C-I-L Inc., a major consumer of energy in heating, process and feedstock applications. His last 10 years at C-I-L were spent in purchasing and policy-development positions related to energy and feedstocks. He holds a master of science degree in chemical engineering from Queen's University.

PAMELA W. CHAPPLE



Formerly with the Ontario Securities Commission, lawyer Pamela Chapple joined the Ontario Energy Board in July 1990. She has had experience with other boards and the Office of the Ombudsman.

JUDITH C. ALLAN



Formerly Manager—Market Analysis and Forecasts at TransCanada PipeLines, Judith Allan became a Board member in September 1990. She holds a bachelor of mathematics degree as well as master's degrees in economics and business administration.

EDWARD J. ROBERTSON



Before joining the OEB in May 1992, Edward Robertson was Chairman of the Manitoba Public Utilities Board. He has had extensive private experience in the United Kingdom. His Canadian public sector posts include CEO of the Manitoba Telephone System.

CHERYL L. COTTE



Lawyer Cheryl Cottle was formerly a senior legal counsel with the Ministry of the Attorney General, assigned to the Automobile Insurance Review Project. She served as OEB solicitor from 1985 to 1988 and was appointed a Board member in May 1992.

* JUDITH B. SIMON



An environmental scientist, Judith Simon was named a part-time Board member in May 1992. She was formerly a manager with the Ministries of Industry, Trade and Technology and of Environment, and also has worked as a planner for the Ministry of Energy. She is currently self-employed as an environmental consultant specializing in environmental assessment and environment-economy issues.

* Denotes part-time member.

ONTARIO'S ENERGY SYSTEM

ONTARIO RELIES HEAVILY ON NATURAL GAS AS AN ENERGY SOURCE AND AS A RAW MATERIAL OR FEEDSTOCK IN THE PRODUCTION OF CHEMICALS. NATURAL GAS IS THE MAJOR FUEL FOR ALL SECTORS OF THE ECONOMY EXCEPT TRANSPORTATION, AND IT IS THE PRIMARY FUEL USED TO HEAT SPACE AND WATER IN THE PROVINCE.

Electricity is also a key energy source. Many of its uses – like electrical equipment and computers – are indispensable to modern economies.

The industrial, residential and commercial/institutional sectors all depend mainly on natural gas for their energy needs. In fact, Ontario uses more natural gas than any other province, and accounts for about 40 per cent of the total Canadian demand for natural gas.

Natural gas provides approximately 32 per cent of the energy consumed in Ontario, while electricity provides about 19 per cent. Oil, coal, wood and natural gas liquids such as propane provide the balance of Ontario's energy consumption.

NATURAL GAS SALE AND DISTRIBUTION

Ontario obtains some 94 per cent of its natural gas from the Western provinces by way of the TransCanada PipeLines and associated systems. In addition, we import about 2 per cent of our gas from the United States and produce approximately 3 per cent ourselves.

Most natural gas in Ontario is distributed by three utilities, each holding franchises to transport gas in specific areas of the province. Since the transportation of gas involves a capital-intensive network of pipelines and storage facilities, a monopoly arrangement is most efficient. It avoids costly duplication of facilities.

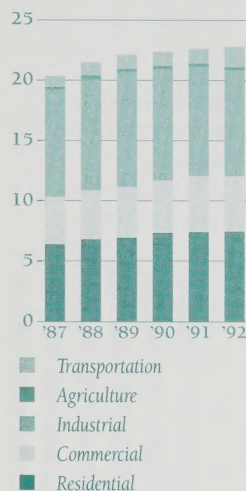
The commodity cost of gas from Western Canada accounts for about one third of the typical residential sales rate. The balance of the rate covers transportation from the West and the distribution and operating costs of the utility.

Since the mid-'80s deregulation has brought a number of changes to the market. Wholesale natural gas prices are no longer set by the Alberta and federal governments. Instead, competition exists in the sale of gas: buyers may purchase directly from producers or they may continue to purchase from distributors. For gas purchased directly, transportation arrangements must be negotiated with TransCanada PipeLines.

Small gas users often participate in direct purchase arrangements as part of a large purchasing group. The company organizing the group typically negotiates with producers or marketers for gas

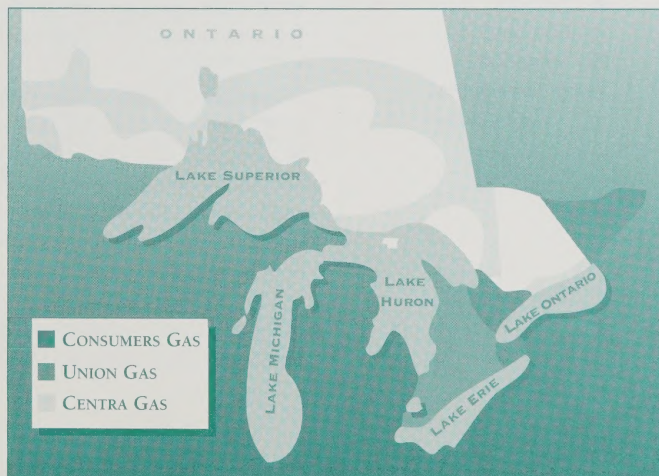
TOTAL NATURAL GAS DEMAND

Billions of Cubic Metres
Volumes Adjusted for
Degree-Day Variations



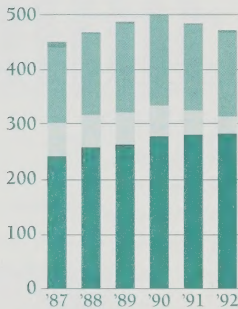
Source: Ontario Natural Gas Association.

NATURAL GAS FRANCHISE AREAS



RESIDENTIAL ENERGY DEMAND

Petajoules
Gas & Oil Adjusted for
Degree-Day Variations



- Liquid Petroleum Gas
- Electricity
- Light Fuel Oil
- Natural Gas

Source: Ontario Natural
Gas Association.

supply on behalf of all participants, and makes the necessary transportation arrangements.

ELECTRIC POWER

In Ontario a provincially owned corporation, Ontario Hydro, is responsible for most generation and transmission of electricity.

In the vast majority of cities and towns, a municipal utility owns and operates the local electrical distribution system. The municipal utility buys power wholesale from Ontario Hydro and then sells it to residential and business customers. Ontario Hydro also sells directly to some 836,000 rural retail customers and 103 major industrial customers.

The wholesale rates that Hydro charges municipalities and large industrial customers are referred to as bulk power rates. These rates have a strong impact on Ontario's overall energy marketplace.

ONTARIO'S GAS PIPELINE SYSTEM



OEB ROLES AND RESPONSIBILITIES

THE ONTARIO ENERGY BOARD (OEB) REGULATES NATURAL GAS UTILITIES AND REVIEWS CHANGES IN ONTARIO HYDRO'S BULK POWER RATES. WE ALSO ADVISE THE MINISTER OF ENVIRONMENT AND ENERGY, THE MINISTER OF NATURAL RESOURCES AND THE LIEUTENANT GOVERNOR IN COUNCIL ON ENERGY MATTERS.

The Board's primary objective is to guarantee that the public interest is served and protected. When setting or recommending rates, the Board must balance the competing interests of consumers, investors and the environment.

SETTING NATURAL GAS RATES

In Ontario, private gas utilities cannot set their own selling prices. They are required by legislation to submit their proposed rates to the OEB for review and approval. Rates are established for each utility following a public hearing, which typically lasts three to four weeks. Where users purchase gas directly from producers, the OEB controls the rates that utilities may charge for transporting the gas in Ontario.

Gas sales rates vary among classes of customers: residential, commercial, industrial and wholesale. In setting rates, the Board first determines an appropriate level of expenses incurred by the utility to meet total system requirements. We then determine the costs imposed on the system by the varying demands of different classes of customers.

Residential demand for natural gas as a heating fuel, for example, changes according to the weather and the time of day. It costs more on a per-unit basis to provide service to residential users than to industrial customers, which use relatively large amounts of gas at a more constant level.

The Board sets rates as low as possible while still providing investors in the utility with the opportunity to earn a fair return. Rates should be just and reasonable for both customer and shareholder.

In making its decisions, the Board weighs the utility's past, present and projected expenses and asks whether the costs are prudent. It also considers current and forecast economic conditions and trends, the earnings expectations for the utility operators, and the quality of service the utility provides.

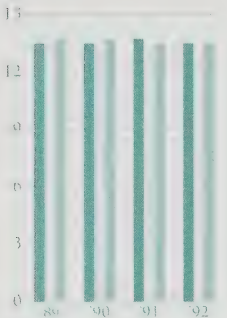
If a utility's financial picture changes significantly between rate hearings, the Board may hold an interim hearing to grant rate relief to either the company or its customers. Interim rates are subject to revision and are not final until the main rates application has been heard and a decision and orders issued.

The Board regulates the rates charged by four gas utilities in Ontario: The Consumers' Gas Company Ltd. (Consumers Gas), Union Gas Limited (Union), Centra Gas Ontario Inc. (Centra) and Natural Resource Gas Limited (NRG).

Rates should be just and reasonable for both customer and shareholder.

APPROVED RATE OF RETURN ON COMMON EQUITY

Percentages



Fiscal Year

■ Centra Gas (Ending 12-31)
 ■ Consumers Gas (Ending 9-30)
 ■ Union Gas (Ending 3-31)

CONSUMERS GAS is Canada's largest natural gas distribution utility serving approximately 1,117,000 residential, commercial, and industrial customers in south, central and eastern Ontario. British Gas Holdings (Canada) Limited owns approximately 85 per cent of the common shares of Consumers Gas. The remaining 15 per cent is publicly owned following an offering of common shares to the public during the year.

UNION is the second-largest gas distributor in the province, serving customers in southwestern Ontario. It also operates a network of pipeline, storage, and compression facilities for customers and other utilities in eastern Ontario, Quebec and the United States. In all, Union serves some 657,000 residential, commercial, and industrial customers. Union is owned by Westcoast Energy Inc.

CENTRA reaches approximately 150 communities in northern and eastern Ontario. The Centra system is composed of a series of lateral pipelines running off the TransCanada PipeLines system, starting at Kenora and extending to Lake Ontario and the St. Lawrence River. Centra serves approximately 201,200 customers. It is also owned by Westcoast Energy Inc.

NRG is a small utility serving some 2,600 customers in the Aylmer area.

Ontario also has five small gas companies that are exempt from rate regulation under the OEB Act and two municipally-owned gas utilities that are not regulated by the Board.

REVIEWING ONTARIO HYDRO RATES

In 1974 the OEB's mandate was extended to include reviews of changes in Ontario Hydro's bulk power rates. Ontario Hydro serves more than 3.71 million customers directly and indirectly; 86 per cent are residential.

Hydro's bulk power rates are set by the utility's board of directors. However, Ontario Hydro is required to submit any proposed change in its rates to the Minister of Environment and Energy, who then refers the proposal to the Board, along with full technical information and financial data.

After a public hearing, which usually runs about four weeks, the Board submits its report with recommendations to the Minister. Our role is an advisory one and our recommendations are not binding on Ontario Hydro.

REFERENCES AND GENERIC HEARINGS

The Lieutenant Governor in Council, the Minister of Environment and Energy or the Minister of Natural Resources may refer a matter to the Board for a public hearing and report. These references normally concern energy-related matters of current interest and generally attract widespread public attention. The Board's reports are advisory in nature. The Board may also hold generic hearings on its own initiative on matters under its jurisdiction.

APPROVAL OF PIPELINES

Utilities intending to construct a natural gas transmission line in Ontario must obtain Board approval. The Board assesses whether the construction is in the public interest, considering safety, economic feasibility, community benefits, security of supply and environmental impact.

All pipeline construction proposals are reviewed by the Ontario Pipeline Coordination Committee (OPCC) chaired by an OEB staff member. The OPCC is an interministerial committee on the environmental and safety aspects of pipeline construction, with members from

the Ministries of Agriculture and Food, Environment and Energy, Consumer and Commercial Relations, Natural Resources, Culture, Tourism & Recreation, Municipal Affairs, and Transportation. Regional agencies are also represented as required.

In reviewing applications, the OPCC works to prevent negative long-term environmental effects and to minimize the short-term impact during construction. With these objectives in mind, each proposal is scrutinized, alternative routes or sites considered, and issues resolved before a formal application for leave to construct is filed with the OEB.

The OEB's environmental guidelines for locating, constructing, and operating pipelines in Ontario set out the Board's expectations. Originally drafted in the mid-'80s, these guidelines were under revision in 1992-93. The committee responsible for the revisions received input from utilities, government and other interested parties.

The proposed changes will extend the environmental guidelines to activities not previously covered, including the development of storage pools and the construction of compressor, valve and metering stations. There will be more emphasis on planning considerations in urban areas, since the original guidelines were designed with rural areas in mind. In addition, public participation will be expanded through a more structured public input and review procedure to address concerns before a location or route is chosen.

APPROVAL OF FRANCHISE AGREEMENTS

Each municipality may grant a gas utility the right to provide gas service and use road allowances or utility easements within its borders. The specific terms and conditions of the franchise agreement must be approved by the Board. Many of the existing agreements, in place for 30 years or more, are expiring. A model franchise agreement was introduced in 1988 as the basis for all new and renewed agreements.

CERTIFICATES OF PUBLIC CONVENIENCE AND NECESSITY

No person is allowed to construct any works to supply gas without Board approval. The approval, in the form of a certificate, is not given unless public convenience and necessity support the extension of service.

APPROVAL OF STORAGE FACILITIES

The capacity to store gas is vital to the natural gas distribution system in Ontario. The main storage sites are depleted geological reservoir formations in southwestern Ontario. Supplies stored in these facilities are used to meet fluctuating demand and can be tapped in case of emergency.

Gas is normally injected into storage during the summer months when demand is low and purchases are less costly, and withdrawn in high-consumption periods during the winter. Storage also enables Ontario distributors to balance their loads throughout the year and reduce their gas costs. This load balancing makes it possible for the pipeline system from Western Canada to operate efficiently.

Gas may not be injected into any geological formation unless it is a designated gas storage area. The Board recommends to the Lieutenant Governor in Council areas that are suitable for designation, and may authorize their use, after approval by the Lieutenant Governor in Council. The Board also determines the compensation payable to the owners of land where the storage pools are situated, if the parties cannot reach agreement.

The capacity to store gas is vital to the natural gas distribution system in Ontario.

Applications for drilling permits for wells within a designated gas storage area must be referred to the Board by the Minister of Natural Resources, whose ministry issues the permits. The Board's recommendation in these cases is binding.

The Board also regulates certain other aspects of drilling or operation of gas or oil wells.

CHANGES OF UTILITY OWNERSHIP

Permission of the Lieutenant Governor in Council is required when a utility wishes to sell its assets or amalgamate with another utility. Approval of the Lieutenant Governor in Council is also necessary when any person wishes to acquire shares of a utility that will result in ownership by that person of more than 20 per cent of any class of shares. The Lieutenant Governor in Council refers such changes in ownership of utilities to the Board for a hearing and report.

COMPLIANCE WITH UNDERTAKINGS

As a condition of approval of a sale or amalgamation, the Lieutenant Governor in Council may require the utility to enter into specific undertakings, such as commitments to maintain financial integrity.

Occasionally, a utility will request an exemption from an undertaking so it can proceed with a specific transaction. The Board determines whether a hearing is required, assesses the merits of the application and, if the application is approved, may attach conditions to the approval.

A Centra pipeline under construction in summer 1992 to bring natural gas to the community of Beardmore near Geraldton in northern Ontario.



BOARD STRUCTURE AND RESOURCES

REPORTING TO THE MINISTER OF ENVIRONMENT AND ENERGY, THE OEB IS A REGULATORY AGENCY OF THE ONTARIO GOVERNMENT. THE BOARD IS SUBJECT TO THE ADMINISTRATIVE POLICIES ESTABLISHED BY THE GOVERNMENT THROUGH MANAGEMENT BOARD OF CABINET.

LEGAL AUTHORITY

Most of the OEB's responsibilities are established by the *Ontario Energy Board Act*. In addition, six other statutes give jurisdiction to the Board: the *Municipal Franchises Act*, the *Petroleum Resources Act*, the *Public Utilities Act*, the *Assessment Act*, the *Toronto District Heating Corporation Act* and the *Intervenor Funding Project Act*.

The procedures of the Board, as an administrative tribunal, are governed by the *Statutory Powers Procedure Act*. The OEB also follows its own Draft Rules of Practice and Procedure.

REASSESSING THE REGULATORY FRAMEWORK

The nature of public utilities changes along with the economic and social environment. This year the Board began a major review of the *Ontario Energy Board Act*, which has been in place for almost 30 years.

A committee of Board members and staff was established to spearhead this task, with teams formed to review various sections of the Act. Based on these efforts, the Board will make recommendations to the Minister of Environment and Energy for updating the legislation.

The OEB's Draft Rules of Practice and Procedure, which have shaped the hearing process for the past four years, are also being re-examined. In 1992-93 we began an in-depth review of these rules in the light of past experience and emerging needs.

In addition, the Board is actively participating in a committee of the Society of Ontario Adjudicators and Regulators on revisions to the *Statutory Powers Procedure Act*. The committee plans to submit recommendations to the Attorney General.

HUMAN RESOURCES

The OEB is comprised of nine full-time members, including the Chair and Vice-Chair, plus two part-time members. The Board normally sits in three-member panels to hear cases.

Board members are appointed by the Lieutenant Governor in Council for terms of up to three years, upon the recommendation of the Minister of Environment and Energy in consultation with the OEB Chair. The Board is a multi-disciplinary group, with economists, lawyers, engineers, accountants and business people bringing diverse perspectives to its work.

The OEB operated with an approved employee complement of 38 this year, in addition to the Board members.

The Board has 13 technical staff, who take part in hearings. They are responsible for completing the public record, that is, ensuring the Board has enough evidence to make a decision.

Technical staff also act in the public interest by recommending how the Board should resolve the issues examined during the proceeding. They develop several options balancing the interests of the parties, and usually indicate a preferred alternative. When not involved in a hearing, technical staff

The OEB has begun a major review of the Ontario Energy Board Act, in place for almost 30 years.

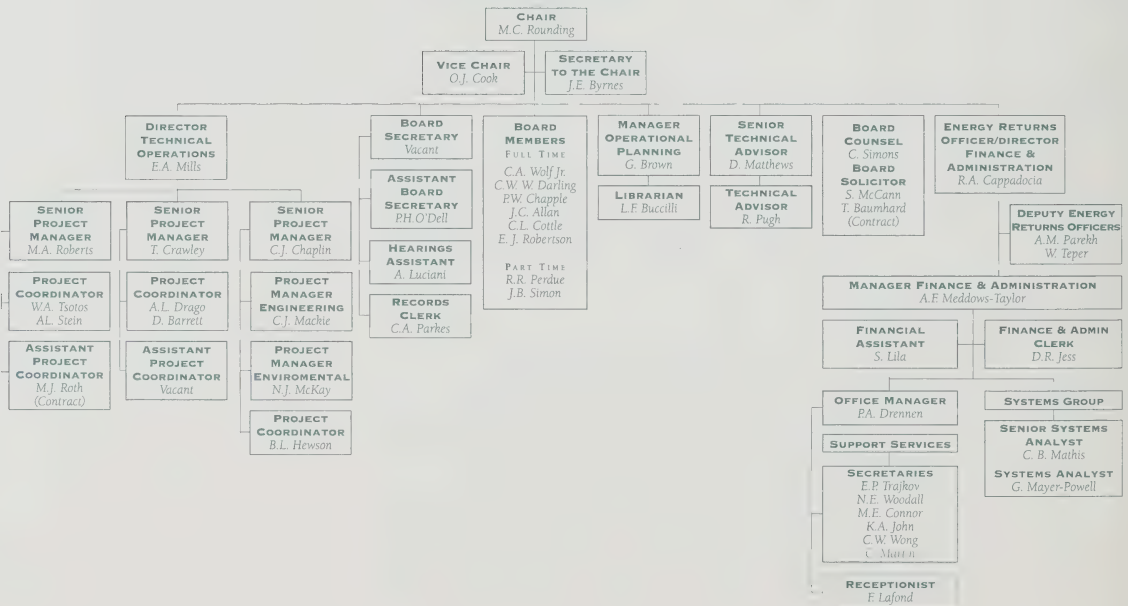
are available to provide assistance to the Board on matters which are not the subject of a proceeding. All recommendations by technical staff are on the public record.

The Board receives technical support and advice from two expert advisors. These advisors do not participate in the hearings, and are therefore available to assist the Board throughout the hearing and decision-making process. They also provide briefings on a number of subjects, such as industry trends, on a continuing basis.

The Board's Energy Returns Officer (ERO) monitors the financial performance of the gas utilities on an ongoing and confidential basis. If a utility's earnings appear to be out of line with its allowed rate of return, the ERO may conduct a special investigation. The outcome could lead the Board to conduct a public review of a utility's earnings and, if necessary, it could lead to a change in rates.

The Board Secretary is responsible for seeing that the logistics of hearings proceed smoothly and is the guardian of all official Board records. The Board Solicitor provides legal advice to Board members and staff and acts as the assessment officer in the cost awards process. The Administrative Support Group provides management services in the financial, human resources and facilities areas, as well as information systems support and office services.

ONTARIO ENERGY BOARD



FINANCIAL REPORT

The *Ontario Energy Board Act* authorizes the Board to recover its costs by assessing the utilities involved in hearings and related activities. Following a hearing, the Board issues a cost order to the utility concerned. The amount to be paid to the Board includes out-of-pocket and direct expenses attributable to the specific hearing, as well as a contribution towards the Board's fixed costs, including overhead and payroll.

In 1992-93 the Board introduced a policy of recovering 100 per cent of its costs from the utilities, an increase from 85 per cent recovered the previous year. This means the full cost of the Board's operations will be recouped in due course from cost orders to utilities, with no burden on the Ontario government.

As the table shows, the Board underspent its printed estimates by \$1,604,405 in 1992-93. There were two principal reasons for the underspending. First, government expenditure control measures accounted for \$742,840 – including payroll constraints of \$306,008 and a positive variance in the public hearings budget due to a less than expected volume of hearings. Second, efficiency measures such as alternative dispute resolution, a two-year test period and use of in-house counsel led to cost reductions of \$861,565.

The full cost of the Board's operations will be recouped from the utilities, with no burden on the Ontario government.

OEB SPENDING ANALYSIS – 1992-93

Standard Account	Estimates	Actual	Underspending
Salaries & Wages	\$2,771,000	\$2,527,739	\$243,261
Employee Benefits	503,400	440,653	62,747
Transportation & Communications	306,800	170,259	136,541
Services	2,173,500	1,256,345	917,155
Supplies & Equipment	401,400	156,699	244,701
TOTAL	\$6,156,100	\$4,551,695	\$1,604,405

FOSTERING ACCESS AND PARTICIPATION

SINCE ENERGY PRODUCTION AND USE HAVE A WIDE IMPACT, THE BOARD'S ACTIVITIES AFFECT A VARIETY OF INTEREST GROUPS.

INTERVENORS IN OUR PROCEEDINGS RANGE FROM CONSUMER AND ENVIRONMENTAL ORGANIZATIONS TO MARKETERS, SUPPLIERS AND LANDOWNERS.

Parties appearing before the Board in 1992-93 are listed in the "Public Participation" section at the back of this annual report.

INTERVENOR FUNDING PROJECT ACT

For many years participation in tribunal proceedings in Ontario was largely confined to profit-driven special-interest groups, who could afford to finance their involvement. To support the participation of public-interest groups, the government introduced the *Intervenor Funding Project Act*, which took effect on April 1, 1989 as a three-year pilot project.

The Act establishes a procedure to provide advance funding to intervenors before a number of boards, including the Ontario Energy Board. The funds are used to cover the costs of lawyers, expert consultants and administrative expenses.

By making funds available before the hearing, the Act enables parties to intervene who would otherwise be financially unable to participate. As a result, not-for-profit, cause-driven representation by environmental and consumer groups has become a regular occurrence before the OEB.

Prior to the *Intervenor Funding Project Act*, the OEB and other boards had jurisdiction to award costs only at the conclusion of a proceeding. This power remains in force. Any intervenor funds provided before a proceeding are, of course, deducted from the amount payable at the end.

The Board holds a special hearing for each proceeding to rule on applications for advance intervenor funding. The Board considers the relevance of the issues the group intends to raise at the hearing, as well as the group's ability to finance itself and represent the public interest. The funding hearing is held before a single Board member who is not involved in the actual proceeding.

Under the Act this year the Board awarded \$740,110 to 22 intervenors, including Pollution Probe, Energy Probe, the Consumers Association of Canada (Ontario) and the Ontario Coalition Against Poverty among others.

With the scheduled sunset date approaching, the government decided to continue the intervenor-funding legislation for an additional four years. The new expiry date is April 1, 1996. During this period the government will be considering amendments that have been proposed to the legislation.

NEW COST AWARD PRACTICES

As mentioned, the OEB also has authority to award costs to the intervenors at the conclusion of a proceeding. In January 1993 the Board introduced new policies and procedures for cost awards.

Under the new approach, at the end of a proceeding, the Board determines the percentage of each intervenor's expenses to be reimbursed. Intervenors have an opportunity to receive 100 per cent of their reasonably incurred costs, provided that in the Board's opinion they participate

In 1993 the Board introduced new policies and procedures for cost awards.

responsibly and contribute to the Board's understanding of the issues. Under the old system, intervenors usually received only 70 to 85 per cent of their costs.

Intervenors submit cost statements in accordance with the OEB's cost assessment guidelines, within two weeks of applying for an award. The cost statements are reviewed for reasonableness by the Board assessment officer, who makes a recommendation on the exact amount to be reimbursed. The Board makes the final award.

The accelerated timetable for filing cost statements, coupled with the improvements in the Board's processing of awards, means intervenors receive their funds much more quickly. By year-end the Board had cut the average time from hearing to cost order by eight weeks.

During the 1992-93 fiscal year, the Board issued 52 intervenor cost orders at the conclusion of 12 proceedings. The amounts awarded totalled \$1,281,333. Several cost award applications were under review and remained outstanding at the close of the fiscal year.

OUTREACH

Better communications with our client groups ranked as a priority this year.

Senior staff of the Board continued to meet regularly with representatives of the Ontario Natural Gas Association (ONGA), which includes the three major gas utilities. The focus of this committee has been on improving the cost-effectiveness of the regulatory process.

To keep utilities, intervenors and interested groups up to date on the progress of rate applications and other Board cases and activities, we launched the *Regulatory Agenda* newsletter. This year nine issues were published reaching a circulation of 48 interested parties.

We also embarked on a project to rewrite all our forms in plain language, and we began including executive summaries as part of Board decisions for the convenience of readers.

ADVANCE INTERVENOR FUNDING AWARDS - 1992-93

Case Type	File Number	Proponent Applicant	Number of Applications	Number of Successful Applications	Amounts Requested	Amounts Awarded
Natural Gas Rates Applications						
EBRO	476	Union	3	2	\$ 98,819	\$50,867
EBRO	479	Consumers Gas	3	1	\$183,029	\$22,779
Rate Reference from the Minister of Energy						
HR	21	Ontario Hydro	7	7	\$534,341	\$298,477
Generic Hearing on Gas Integrated Resource Planning						
EBO	169-II	Consumers Gas	7	6	\$260,551	\$158,386
		Union				
		Centra				
EBO	169-III	Consumers Gas	6	5	\$217,660	\$159,549
		Union				
		Centra				
Pipeline Construction and Expropriations						
EBLO	244	Union	1	1	\$106,483	\$50,052
TOTALS			27	22	\$1,400,882	\$740,110

IMPROVING PROCEDURES

THROUGH CONSULTATION AND COOPERATIVE EFFORT WITH THE UTILITIES AND OTHER PARTIES, THE BOARD HAS BEEN TESTING NEW PROCEDURES THAT HOLD THE POTENTIAL TO MAKE THE HEARING PROCESS MORE EFFICIENT AND EFFECTIVE.

As noted, the Board maintains an ongoing committee with the Ontario Natural Gas Association (ONGA), which represents the three major utilities. Through consultation with this OEB/ONGA forum, the Board has introduced a number of innovative measures to smooth the regulatory process. These initiatives include alternative dispute resolution (ADR), two-year test periods and undertaking-compliance guidelines.

Proposals to improve regulatory efficiency are initiated by the Board, its staff or the utility representatives. Final Board approval is required for a proposal to be accepted as standard operating procedure at the OEB.

SETTLEMENT PROCESSES/ALTERNATIVE DISPUTE RESOLUTION

The Board this year continued to encourage settlement processes or alternative dispute resolution to reduce the length and complexity of hearings.

Our hearing on the demand-side aspects of gas integrated resource planning illustrates the ADR settlement concept. To facilitate the proceedings, we held two technical conferences to clarify the issues and consolidate the positions of the parties.

At the first meeting the parties stated their positions and discussed the issues. Board technical staff then prepared preliminary consensus positions combining the parties' views and circulated the document for comments. These consensus positions were finalized through further consultation at the second technical conference. This process led to a more focused examination of the issues at the formal proceeding.

An ADR or settlement process was also implemented in the Consumers Gas main rates application for fiscal 1993 and the Union main rates application for fiscal 1993 and 1994. In all these cases, the Board arranged ADR meetings prior to the formal proceedings to foster consensus on as many issues as possible. At these informal meetings, settlement agreements were reached by such diverse parties as the Consumers' Association of Canada (Ontario), Pollution Probe, Energy Probe, the Ontario Coalition Against Poverty, the Industrial Gas Users Association and the utilities.

The Board found the outcome of ADR encouraging, as it appeared that expensive hearing time had been saved. However, we stressed that negotiation cannot supplant Board decision-making. Under legislation, the Board's findings must be based on its own assessment of the evidence. The fact that parties have reached settlement positions is not in itself sufficient grounds for the Board to endorse these positions.

TWO-YEAR TEST PERIOD

Traditionally, the Board sets rates one year at a time. In 1992-93 we continued to experiment with ways of streamlining the regulatory process by setting rates for one year on an interim basis and finalizing those rates at the same time as the rates for the following year. The objective is to save some of the time and resources expended in two full rate proceedings.

The Board encourages settlement processes to reduce the length and complexity of hearings.

.....

This modified two-year test period was adopted in the latest Union Gas main rates application, which covered both fiscal 1993 and fiscal 1994. The Board established interim rates for 1993 in a limited proceeding and held a second hearing a year later to finalize rates for both 1993 and 1994.

GUIDELINES ON UNDERTAKING COMPLIANCE

Each utility and its associated parent company have agreed with the Lieutenant Governor in Council to follow certain general operational guidelines. Utilities occasionally seek exemptions from these undertakings. For example, a company might need an exemption to accept a tender from an affiliate or to invest in a non-regulated activity.

This year, the Board introduced guidelines on undertaking compliance to create a better understanding of what is expected in this area and to provide for a review of relevant transactions. The Board will also review certain of these transactions to determine whether an on-going exemption should be approved and whether conditions should apply. On-going conditional approvals will enable the Board to reduce the cost of processing specific transactions, and permit the utilities to engage in approved activities on a more timely basis.

OTHER REFORMS

We are revamping our system for monitoring the financial performance of gas utilities, and have made significant progress with this initiative during the year. Under the new system companies will report less, but more relevant, information to our Energy Returns Officer. More emphasis will be placed on the projected financial outlook, to augment year-to-date results.

In addition, we moved ahead with the first major reform since the mid-'60s of the uniform system of accounts, used by gas utilities to present their financial information. The series of accounting classifications prescribed by the Board needs an overhaul to reflect changes in accounting practice, income tax rules and the structure of the industry.

In the mid-80s the Board developed an economic feasibility test to determine if utility system extensions – such as pipeline projects – were economically viable. This year Board staff consulted with various groups to fine-tune the specific methodologies employed. Recommendations will be presented to the Board in 1993-94.

THE PUBLIC HEARING PROCESS

INITIATION

- > by application for rate increase or other approval
- > by reference from Lieutenant Governor in Council or Minister
- > on Board's own motion.

NOTICE OF APPLICATION

- > to all interested parties and/or by publication.

INTERVENTION

- > notice of intent and reasons for participation in hearing by parties, known as intervenors.

PRE-HEARING DOCUMENTATION

- > evidence filed by applicant prior to hearing
- > Board staff and intervenors can request more information and file their own evidence.

INTERVENOR FUNDING HEARING

- > hearing on applications for advance funding by intervenors

PRE-HEARING MEETINGS

- > technical conferences to clarify the evidence
- > issues meeting to determine the issues to be covered
- > settlement conferences to negotiate issues prior to hearing.

HEARING OF EVIDENCE

- > witness panels presented by applicant, Board staff or intervenors
- > cross-examination by utility, Board staff or intervenors
- > written and oral argument by each party.

BOARD DECISION/REPORT

- > summarizes issues and arguments
- > makes findings or recommendations.

BOARD ORDER

- > binding direction to implement Board decision.

ADMINISTRATIVE JUSTICE COMMUNITY

THE ONTARIO ENERGY BOARD IS ONE OF 84 REGULATORY AND ADJUDICATIVE BODIES IN ONTARIO. WE ARE ACTIVE IN THE ADMINISTRATIVE-TRIBUNAL COMMUNITY PROVINCIALY, NATIONALLY AND INTERNATIONALLY.

ONTARIO ACTIVITIES

In 1992-93 the Ontario government began an agency program review, part of a broader effort to review the efficiency and effectiveness of all government programs. The first stage of this review of agencies, boards and commissions was overseen by a steering committee, which created five task forces. The OEB was pleased to make a contribution to the review through participation on the various task forces.

The results were presented to Management Board, and initial recommendations for restructuring the agency system have been approved in principle by Cabinet. The next stage of the review and proposals for implementation will begin in the 1993-94 fiscal year.

The OEB participates in the Society of Ontario Adjudicators and Regulators (SOAR), which includes agency chairs, members and executive staff. The OEB Chair is Secretary of SOAR's Circle of Chairs section. In addition, OEB staff helped organize the annual Conference of Ontario Boards and Agencies, held in the fall of 1992.

NATIONAL SCENE

At the national level, we are involved in the Canadian Association of Members of Public Utility Tribunals (CAMPUT), comprised of members of federal and provincial public utility tribunals, mainly in the energy and telecommunications fields. The OEB Chair is chair of CAMPUT's Energy Committee and a member of the Executive Committee.

The OEB Chair is also serving as co-chair of the 1993 conference of the Canadian Council of Administrative Tribunals (CCAT), an organization of federal, provincial and territorial agencies, boards and commissions.

INTERNATIONAL LINKS

The Ontario Energy Board has observer status on the National Association of Regulatory Utility Commissioners in the United States (NARUC). A number of Board members and staff participate in various NARUC committees and subcommittees.

STREAMLINING OPERATIONS

The OEB is moving towards the "paperless hearing" through an electronic data interchange project. This is a multi-year effort to:

- ❖ automate hearing rooms through such steps as on-line viewing of evidence;
- ❖ enable electronic communication between the Board and the parties to a hearing – including electronic mail and electronic filing of evidence; and
- ❖ provide on-line access to key Board documents and information for utilities, intervenors and the public.

The goal is to make the hearing process more efficient, and also to preserve the environment by reducing the need for paper.

Heading in this direction in 1992-93, we continued to implement a major computerized full-text storage and retrieval system. As part of the system, we are building a textbase of information from OEB decisions, reports, transcripts and other official documents. During the year we completed an inventory of core documents to be translated to the new electronic format.

When operational, this public database will facilitate research by industry, intervenors and Board staff. Users will be able to do sophisticated "concept" searches as well as the simpler word searches now possible.



The world's first triple compressor unit powered by a single jet engine was commissioned this year at the Union Gas Dawn operations site.

REGULATORY AGENDA

GAS INTEGRATED RESOURCE PLANNING EXAMINED

Jurisdictions across North America are searching for ways to reconcile the need for energy with the economic cost and environmental impact of energy production and use. Integrated Resource Planning (IRP) is an emerging potential solution.

Traditionally, growing energy needs have been met simply by expanding the supply system – in the case of natural gas, by drilling more wells, developing more storage areas and building more pipelines. IRP, however, involves a broader perspective. It calls for meeting the expected demand for energy services from the least costly mix of demand-side as well as supply-side measures. Demand-side measures (DSM) include energy efficiency through the use of high-efficiency furnaces and appliances, for example, and load management to reduce consumption at expensive peak periods.

In the IRP concept, the planning process integrates demand-side and supply-side resources. The principal goal is to achieve the lowest-cost energy option for the utility and the consumer while recognizing environmental issues.

The OEB issued a discussion paper on integrated resource planning for natural gas utilities in September 1991, and intervenors including the three main gas utilities and consumer, environmental and aboriginal groups filed submissions. After consulting with the parties, the Board decided to take a building-block approach to IRP. Demand-side management issues were investigated first. Later the Board will move on to supply-side issues and then the integration of all aspects of IRP.

Two technical conferences on DSM issues – in August and September 1992 – offered a forum to share information and develop consensus positions among the parties. An oral hearing on DSM issues ran from November 9 to December 4, 1992 and the Board was deliberating as the fiscal year ended. The Board's aim is to provide guidelines to assist Ontario gas utilities as they set about instituting formal DSM programs.

Generic hearing: EBO 169, 169-II, 169-III

HYDRO'S BULK POWER RATES REVIEWED

In April 1992 the Minister of Energy referred Ontario Hydro's bulk power rate proposal to the OEB. Hydro proposed an average rate increase effective January 1, 1993, of 8.6 per cent to meet a forecast revenue requirement of \$9,017 million, which represented an increase of \$796 million over the 1992 budget. The proposed 8.6 per cent rate increase was expected to generate a net income of \$318 million, which was \$254 million short of Hydro's statutory debt retirement level of \$572 million.

In June 1992 Hydro filed its final updated evidence, which identified a revenue requirement of \$8,936 million, and a drop in expected net income from \$318 million to \$269 million for fiscal 1993. Based on the updated financial outlook, Hydro would require a rate increase of 14.5 per cent to obtain the target net income of \$759 million it had set for 1993, a 12.4 per cent rate increase to generate sufficient income to meet its statutory debt retirement level, and a 9.2 per cent rate increase to maintain its net income at \$318 million as originally proposed.

The Board's report, issued in August 1992, contained 18 recommendations, seven of which concerned Hydro's revenue requirement. The Board recommended that Hydro hold its rate increase at



An exhibit mounted by Ontario Hydro at the Metro Toronto Convention Centre encourages visitors to "Be a Power Saver".

7.9 per cent – mainly through changes to its long-term interest-rate forecast, revising the forecast for in-service dates of the new Darlington facilities, and a reduction in Hydro's operating and maintenance budget.

The Board's recommendations would produce a net income of \$420 million. In combination with a \$140 million withdrawal from Hydro's reserve for stabilization of rates and contingencies, this net income figure would meet the adjusted statutory debt retirement level of \$560 million.

The Board made a further 11 recommendations regarding Hydro's operations.

One recommendation was that in the next reference (HR 22) the Minister include a direction for the Board to review the cost-effectiveness of the programs in Hydro's overall energy management plan. This plan supports demand-side measures including energy conservation and energy efficiency.

The Board stated that Hydro should make resources available for the evaluation and monitoring of energy management programs. We also called on Hydro to increase its fuel substitution program efforts – to encourage electricity customers to switch to cheaper fuels – as much as possible.

With respect to non-utility generation, that is, power production by privately-owned facilities, the Board recommended that Hydro establish a set of goals to foster small environmentally friendly and socially preferred projects. Hydro should no longer provide financial assistance for the development of other non-utility generation projects during this period of overcapacity.

The Board further recommended that the Minister introduce changes to section 24 of the *Power Corporation Act* to ensure that its pension fund provisions are consistent with the *Pension Benefits Act*, in particular with regard to the constraints on Hydro's use of any surplus in its pension fund. The Board also recommended that Hydro should strive to achieve real and permanent reductions in its operating and maintenance program costs.

In addition, we called on Hydro to reduce its total compensation levels and bring them more in line with levels paid at other comparable corporations. The Board's review of executive compensation matters concluded that the compensation for the top executives at Hydro was not excessive, and that the salaries of the Chair and President were below those of the comparison groups examined.

HR 21.



Ontario Hydro's Darlington nuclear generating station.



Consumers Gas has produced a home energy management guide and video to help consumers use energy more efficiently.

NATURAL GAS RATES HEARINGS

CONSUMERS GAS INTERIM RATES

Consumers Gas applied to the Board in June 1992 to vary the EBRO 473 Order, which established final rates for the Consumers Gas fiscal year ending September 30, 1992. Consumers Gas requested the vary order to reflect an agreement with its major Canadian gas supplier, Western Gas Marketing Limited, to decrease the price of long-term gas supplies from \$1.91 to \$1.70 per gigajoule for the period from July 1, 1992 to November 1, 1993.

This agreement was expected to yield total gas savings for the 1992 fiscal year of approximately \$15 million. A condition precedent to the agreement was that the lower gas price was to be reflected in the calculation of the reference price at which Consumers Gas purchases gas under buy/sell arrangements.

The Board approved the gas-cost consequences of the agreement.
EBRO 473-A (Oral Decision August 21, 1992 – Written Reasons for Decision November 12, 1992).

CONSUMERS GAS MAIN RATES

Consumers Gas applied to the Board in March 1992 for a rate increase for the 1993 fiscal year, beginning October 1, 1992. The financial data supporting the request is outlined in the following summary table.

One element of the application was a request for the Board to approve the gas-cost consequences of the second part of an agreement with Western Gas Marketing Limited (WGML) to restructure the existing long-term supply contract with Consumers Gas. The restructured contract provided for a decrease in the average price of gas from \$1.70 to \$1.59 per gigajoule effective November 1, 1992.

The Board declared the Consumers Gas rates to be interim effective October 1, 1992. In a partial decision with reasons, the Board rejected the gas-cost consequences of the restructured contract agreement. The Board concluded that the proposed changes would significantly contravene rate-making principles and could lead to undesirable long-term consequences. The Board found that the \$1.70 per gigajoule was a reasonable price for WGML supplies in the 1993 fiscal year, in accordance with the original long-term contract between the parties.

CONSUMERS GAS: SUMMARY OF FINANCIAL DATA FISCAL 1993

	Requested	Allowed
	\$ Million	
Rate Base	2078.7	2069.5
Utility Income	202.4	210.1
Gross Revenue Deficiency	58.9	26.0
	Percentage	
Indicated Rate of Return	9.74	10.15
Required Rate of Return	11.34	10.86
Common Equity Ratio	35.51	35.00
Rate of Return on Common Equity	13.375	12.30

EBRO 479 (Partial Decision with Reasons November 12, 1992 – Final Decision with Reasons March 3, 1993).

CENTRA MAIN RATES

In July 1991 Centra submitted an application to the Board requesting an increase in rates for the 1992 fiscal year (beginning January 1), based on a revenue deficiency of \$32.5 million. After the original filing, Centra renegotiated a gas price of \$1.98 per gigajoule with Western Gas Marketing Limited, and amended its evidence to reflect this lower gas price and other changes to its capital structure and rate of return.

The financial highlights of the Board's decision appear in the chart below. The Board also approved the gas-cost consequences of the renegotiated gas price of \$1.98 per gigajoule.

CENTRA: SUMMARY OF FINANCIAL DATA FISCAL 1992

	Requested	Allowed
	\$ Million	
Rate Base	512.0	511.4
Utility Income	52.1	52.6
Gross Revenue Deficiency	19.9	14.0
	Percentage	
Indicated Rate of Return	10.18	10.29
Required Rate of Return	12.38	11.84
Common Equity Ratio	38.00	36.00
Rate of Return on Common Equity	14.50	13.50

EBRO 474 (Decision April 22, 1992).

CENTRA INTERIM RATES

Centra filed an amended notice of motion in October 1992 for Board approval of the gas-cost consequences of an agreement with Western Gas Marketing Limited (WGML) for the period commencing November 1, 1992. The agreement provided for a restructuring of the existing contract for long-term gas supply and a decrease in the average commodity cost to \$1.57 per gigajoule, while including a \$0.20 per gigajoule charge for the reservation of long-term supply for two thirds of the contracted volume. If the Board did not approve the restructured agreement, the long-term gas supply would be at a fallback price of \$1.98 per gigajoule.

In its interim decision the Board rejected the gas costs arising from the proposed restructuring, as the changes would alter the current rate structure and would be contrary to current rate-making principles. Furthermore, the Board refused to allow into rates the gas-cost consequences flowing from the fallback price of \$1.98 per gigajoule.

The Board stated that it expected Centra to reopen negotiations with WGML at the earliest opportunity, and to file an amendment to the motion incorporating the results of the negotiations. Pending the filing of the amendment, the Board declared that the existing interim gas rates would continue.

In March 1993 Centra filed an amendment incorporating the results of the negotiations. The Board had not heard the case as of the end of the OEB fiscal year.

EBRO 474-A (Interim Decision January 11, 1993).



A Centra employee inspects a natural gas forced-air furnace.

CARDINAL POWER SPECIAL RATES

In February 1992 Cardinal Power filed a series of applications (EBLO 242 et al.) for authority to construct a pipeline bypassing Centra's gas distribution network, and running from the TransCanada PipeLines system to the proposed Cardinal cogeneration plant. The plant would use natural gas as a fuel to produce both electricity and steam.

Prior to the hearing of these applications, Cardinal reached an agreement with Centra for a bypass-competitive rate, with the understanding that Centra would therefore construct and operate the pipeline if the Board approved the negotiated rate. Cardinal then requested that its earlier applications be held in abeyance, and in August 1992 filed an amended application for the Board's approval of a bypass-competitive rate on Centra's system of \$4.80 per thousand cubic metres.

The hearing was held in February 1993 with the Board's decision outstanding at year end.
EBRO 477.

UNION GAS MAIN RATES

In September 1991 Union submitted an application to the Board for the purpose of setting rates for the sale, distribution, transmission and storage of gas for the 1993 and 1994 fiscal years. The Board heard evidence and established interim rates for Union's 1993 fiscal year commencing April 1, 1992. A second hearing was planned to finalize rates for both fiscal years in early 1993.

In October 1992 Union filed evidence supporting its fiscal 1994 rate proposal, in addition to updated fiscal 1993 evidence. Union proposed to keep its final 1993 rates at the interim levels, and to rebate the resulting forecast revenue sufficiency of \$2.332 million to customers.

Union's evidence for fiscal year 1994 indicated a revenue deficiency of \$32.899 million. The company asked for a return on equity of 13.75 per cent, an equity component of 29 per cent and a proposed rate base of \$1.814 billion.

The second hearing was held in February 1993 but the Board's decision had not been issued by the close of the OEB fiscal year.

EBRO 476.

UNION GAS INTERIM RATES

In June 1992 Union filed a notice of motion for Board approval, on an interim basis, of the gas-cost consequences of a renegotiation and restructuring of some of its gas supply contracts. Union had negotiated a reduction in the price under its contract with Western Gas Marketing Limited from \$1.92 to \$1.70 per gigajoule, and had also negotiated price reductions in seven of its other long-term gas supply contracts. The estimated impact of the price reductions in the period from July 1, 1992 to April 1, 1993 was approximately \$45 million.

The Board approved the gas-cost consequences of the renegotiated arrangements, with new gas sales rates effective September 1, 1992.

EBRO 476-02 (Oral Decision July 31, 1992 – Written Reasons September 11, 1992).

.....

UNION GAS AND DOW CHEMICAL CANADA JOINT VENTURE

-SPECIAL RATES

Union Gas and Dow Chemical formed a joint venture in early 1991 for the purpose of developing and operating the Dow Block "A" Storage Pool in Sarnia. In March 1992 Union and Dow applied together for an order setting the storage rate to be charged for use of the facility. The sole customer of the storage pool for the period in question was to be Union Gas.

In its decision, the Board reduced the rate base and operating expenses from the request, and held that the joint venture's return on common equity should be 0.75 per cent less than Union's return on common equity. At the time of the decision Union's return on common equity was 13.5 per cent on an interim basis, resulting in a return on common equity for the joint venture of 12.75 per cent.

The Board approved an overall rate of return on rate base of 11.45 per cent and an overall revenue requirement of \$3.938 million for the period from July 15, 1992 to March 31, 1993. The Board further decided that the rate for the joint venture should remain interim until the Board had rendered its final decision on Union's fiscal 1993 rate of return, and until Union's rate for the delivery of gas to the joint venture had been finalized.

EBRO 478 (Decision November 12, 1992).

PIPELINE APPLICATIONS

CONSUMERS GAS – METRO WEST REINFORCEMENT

Consumers Gas applied to the Board in late 1991 for leave to construct a transmission line from the City of Mississauga to a pressure-reduction station to be built at Widdicombe Hill Boulevard in the City of Etobicoke. Consumers Gas also applied for leave to construct another transmission line continuing from the new pressure-reduction station to St. Clair West and Nairn Avenue, including a connection to the utility's existing high-pressure distribution system at Martin Grove Road and Eglinton Avenue West.



Consumers Gas completed the Metro West Reinforcement project in 1992.

The whole project, described as the Metro West reinforcement, was considered necessary to maintain pressure on the distribution system in the central Toronto area, while increasing capacity and the security of supply.

At the hearing Consumers Gas amended its application by relocating the proposed pressure-reduction station, which shortened the required transmission line. The Board approved the amended application, granting Consumers Gas permission to construct the proposed facilities subject to conditions of approval.

EBLO 241 (Decision June 16, 1992).

UNION – BRIGHT TO OWEN SOUND PIPELINE

In September 1991 Union applied for the Board's approval to construct additional pipeline capacity from the existing Bright compressor station to the Owen Sound line valve site on the Dawn-Trafalgar transmission system. The project was delayed until summer 1993 to allow for the execution of transportation contracts on the transmission system.

The primary purpose of the new section of pipeline is to provide capacity for forecast contractual transportation commitments on the Dawn-Trafalgar system, and to meet increased demand from customers within Union's franchise area. The Board heard the application in March 1993 and a decision was pending at year end.

EBLO 240.

UNION – BICKFORD-DAWN PIPELINE

Union applied to the OEB in June 1992 for authorization to construct a pipeline linking the compressor station at the Bickford storage pool to the Dawn compressor station. Union also applied to build several short gathering pipelines within the boundaries of the storage pool. In addition, Union sought a favourable report from the Board to the Minister of Natural Resources with respect to permits to drill six new injection/withdrawal wells within the Bickford pool.

The overall objective of the proposed facilities was to enhance the deliverability of the Bickford pool. This would enable Union to reduce its inventory and related carrying costs over the summer, in turn providing savings to customers.

The Board held a hearing in London, Ontario in January 1993. The decision was pending at the end of the OEB's fiscal year.

EBLO 244/EBRM 104.

OTHER REPORTS

CONSUMERS GAS AMALGAMATION WITH TECUMSEH

In February 1992 Consumers Gas filed an application with the Board seeking the permission of the Lieutenant Governor in Council for Tecumseh Gas Storage Limited to sell, lease, convey or dispose of its entire gas transmission and storage system to Consumers Gas. Consumers Gas and Tecumseh also made a joint application for permission to amalgamate their storage operations.

The Board recommended that the Lieutenant Governor in Council approve the Consumers Gas and Tecumseh applications. The Board noted that the OEB and the Lieutenant Governor in Council had already determined that Consumers Gas' operating control of Tecumseh would not

adversely affect the public interest. Therefore, the Board found that the merger would not have any adverse effects on the public interest. The Board stated that any impacts on ratepayers would be dealt with in the next Consumers Gas rates case.

The Lieutenant Governor in Council granted both applications. As of September 30, 1992, the assets and operations of Tecumseh were amalgamated into Consumers Gas.
EBO 173 (June 9, 1992).

ASSIGNMENT OF BOARD AUTHORITY BY TECUMSEH TO CONSUMERS GAS

Tecumseh and Consumers Gas made a further application to the Board in August 1992, seeking permission to assign to Consumers Gas all authority previously granted to Tecumseh by the Board. As part of the amalgamation, it was necessary to transfer any authorizations to inject, store, and remove gas from three designated gas storage areas to Consumers Gas.

The Board ordered that parties to the proceeding could make written submissions regarding the application. The Board's decision in this matter was pending at year end.
EBO 176.

UNION – EDYS MILLS POOL

In March 1992 Union filed a series of applications seeking several approvals from the Board for the designation and operation of the Edys Mills Pool as a gas storage area. Union also requested the Board's authorization to construct a transmission line and a gathering line system. In June 1992 the Board received a reference from the Minister of Natural Resources to review a concurrent application by Union for permits to drill three wells into the Edys Mills Pool as part of the gas storage development project.

Once fully developed, the storage pool will provide 58,500 thousand-cubic-metres of working capacity. Union stated that the proposed storage facilities were necessary to meet increased storage requirements in fiscal 1994, as well as to provide additional security of supply.

After a hearing in Sarnia, the Board made a favourable recommendation to the Lieutenant Governor in Council and the pool was designated as a gas storage area by Ontario regulation 719/93. The Board also recommended that the Minister of Natural Resources issue the drilling permits.

The Board reopened the hearing in December 1992 to hear evidence from Union regarding an apparent failure to apply for a permit from the County of Lambton prior to clearing land for the compressor station. The Board further directed Union to confirm by letter whether all other aspects of Union's evidence had been complied with. Union subsequently provided such a letter.

In February 1993 the Board issued an order granting Union authorization to inject and leave to construct.

EBO 174/EBLO 243/EBRM 103.



During the year Union developed the Edys Mills gas storage pool.

LIST OF PROCEEDINGS

The following is a tabular listing of all proceedings arising from applications and references received or initiated by the Board during the fiscal year ended March 31, 1993. Also listed are proceedings arising in earlier years and dealt with by the Board in the 1992-93 fiscal year.

CASE TYPE	FILE NUMBER	APPLICANT	CASE DESCRIPTION
Natural Gas Rates Application			
EBRO	473-A	Consumers Gas	Interim Rates Application
EBRO	474	Centra	Main Rates Application - Fiscal 1992
EBRO	474-A	Centra	Interim Rates Application
EBRO	476	Union	Main Rates Application - Fiscal 1993/1994
EBRO	476-02	Union	Interim Rates Application
EBRO	477	Cardinal Power	Special Rates Application
EBRO	478	Union	Union and Dow Chemical Canada Joint Venture - Special Rates Application
EBRO	479	Consumers Gas	Main Rates Application - Fiscal 1993
Reference from the Minister of Energy regarding Ontario Hydro			
HR	21	Ontario Hydro	Bulk Power Rates Fiscal Year 1993
Pipeline Construction			
EBLO	240	Union	Bright to Owen Sound Pipeline
EBLO	241	Consumers Gas	Metro West Reinforcement
EBLO	244	Union	Bickford - Dawn Pipeline
Generic Hearing			
EBO	169, 169-II, 169-III	Ontario Energy Board	Gas Integrated Resource Planning
Other Reports			
EBO	173	Consumers Gas	Amalgamation with Tecumseh
EBO	174/EBLO 243/EBRM 103	Union	Edys Mills Storage Pool
EBO	176	Tecumseh	Assignment of Board Authority to Consumers Gas
New Franchises and Certificates of Public Convenience and Necessity			
EBA	660/EBC 201	Centra	Township of Atwood
EBA	661/EBC 202	Centra	Township of Dilke
EBA	662/EBC 203	Centra	Township of LaVallee
EBA	663	Centra	Township of Neebring
EBA	664	Centra	Township of Shuniah
Franchise Renewals			
EBA	447 amended	Centra	Township of Alberton
EBA	629	Centra	Village of Frankford
EBA	630	Union	Village of Chatsworth
EBA	631	Union	Township of Egremont
EBA	632	Union	Township of Maryborough
EBA	633	Union	Township of Minto
EBA	634	Union	Township of Peel
EBA	635	Union	Township of Zorra
EBA	636	Union	Town of Hanover
EBA	637	Union	Town of Mount Forest
EBA	638	Union	Town of Palmerston

CASE TYPE	FILE NUMBER	APPLICANT	CASE DESCRIPTION
Franchise Renewals (cont'd)			
EBA	639	Union	County of Middlesex
EBA	640	Union	Village of Arthur
EBA	641	Union	Town of Harriston
EBA	642	Union	County of Brant
EBA	643	Union	County of Perth
EBA	644	Union	Town of Durham
EBA	645	Union	Township of Arthur
EBA	646	Union	Village of Drayton
EBA	647	Union	City of Windsor
EBA	648	Union	Township of Sydenham
EBA	649	Union	Township of Normanby
EBA	650	Union	County of Grey
EBA	651	Union	Township of Sullivan
EBA	652	Union	Township of Bentinck
EBA	653	Union	Township of Holland
EBA	654	Union	Township of Wilmot
EBA	655	Union	Town of Listowel
EBA	656	Union	Township of Southwold
EBA	657	Union	Town of West Luther
EBA	658	Union	Township of Metcalfe
EBA	659	Union	Township of Wallace
Certificates of Public Convenience and Necessity			
EBC	111/119 Reopened	Natural Resource Gas	Township of Southwest Oxford
EBC	151 amended	Centra	Township of Alberton
EBC	200	Centra	Village of Frankford
Pipeline Exemptions			
PL	80	Consumers Gas	Dixie South Station
Uniform Accounting Orders			
UA	89	Consumers Gas	Tax Savings Deferral Account
UA	90	Centra	Deferral Account of IRP intervention costs
Approvals under Current Undertakings			
EBRLG	28-D	Union	Gas Tendering Procedures
EBRLG	28-E WITHDRAWN	Union	Westcoast Energy Inc.
EBRLG	034-03	Centra	Employee Loan - \$25,000
EBRLG	034-04	Centra	Employee Loan - \$20,000
EBRLG	034-05	Centra	Employee Loan - \$25,000
EBRLG	034-06	Centra	Westcoast Energy Inc.
EBRLG	35-10	Consumers Gas	Niagara Gas - Ottawa River Project
EBRLG	35-11	Consumers Gas	Great West Energy - Gas Purchase
EBRLG	35-12	British Gas	GW Utilities
EBRLG	35-13	Consumers Gas	Spot Gas Purchases

PUBLIC PARTICIPATION

The following individuals, organizations and companies appeared before the Ontario Energy Board at least once during the 1992-93 fiscal year.

A.E. Sharp & Associates Ltd.	Northridge Petroleum Marketing Inc.
A.E. Sharp Limited	Ontario Coalition Against Poverty
Admic Controls	Ontario Hospital Association
Algoma Steel Corporation, Limited	Ontario Hydro
Association of Major Power Consumers of Ontario	Ontario Natural Gas Association
Bickford Dawn Group	Ottawa/Carleton Gas Purchase Consortium
Board of Education for the City of York	Petro-Canada
Boise Cascade Canada Ltd.	Pollution Probe
Canadian Association of Energy Service Companies	Seaway Valley Farmers Energy Cooperative
Canadian Gas Association	Taxpayers Coalition of Brampton
Canadian Pacific Forest Products	Tecumseh Gas Storage Limited
Cardinal Power L.P.	Toronto District Heating Corporation
Centra Gas Ontario Inc.	TransCanada PipeLines Limited
City of Toronto	TWG Consulting Inc.
Coalition of Environmental Groups for a Sustainable Energy Future	Unigas Corporation
Consumers' Association of Canada (Ontario)	Union Gas Limited
Consumers Fight Back Association	Urban Development Institute of Ontario
Consumers' Gas Company Ltd.	Wade, L.
Corporation of the Town of Fort Frances	Western Gas Marketing Limited
Destec Energy Canada	
Direct Energy Marketing Limited	
Domtar Inc.	
Dow Chemical Canada Inc.	
ECNG Inc.	
Energy Probe	
Environmental Assessment Group	
Fair Rental Policy Organization of Ontario	
Gaz Métropolitain, inc.	
Great West Energy Limited	
Independent Power Producers Society of Ontario	
Industrial Gas Users Association	
Lake Superior Power Inc.	
Lang, W.	
Metropolitan Separate School Board	
Municipal Electric Association	
Municipality of Metropolitan Toronto	
Munigas Corporation	
Murphy, C.	
Mutual Gas Association	
Natural Resource Gas Limited	
Nitrochem Inc.	
North Canadian Marketing Inc.	
North Canadian Power	
Northland Power	

GLOSSARY

COMMON EQUITY RATIO

The ratio of the common equity to the total capital of a company.

GIGAJOULE (GJ)

A measure of energy equal to 1 billion (10^9) joules. A typical residential consumer of gas might use about 130 gigajoules per year for household heating.

INDICATED RATE OF RETURN

The rate of return that a utility earns under a given set of approved rates.

RATE BASE

The amount that a utility has invested in assets that are used or are useful in providing service, minus accumulated depreciation, plus an allowance for working capital and any other items which the Board may determine. Rate base may also be net of accumulated deferred income taxes.

RATE OF RETURN ON COMMON EQUITY

Utility income applicable to the common equity component of a utility's total capital, that a utility earns or is authorized to earn, expressed as a percentage of the amount of common equity approved for inclusion in the utility's capital structure.

RATE OF RETURN ON RATE BASE

Utility income, after taxes, that a utility earns or is authorized to earn, expressed as a percentage of the rate base. This return is not guaranteed to the utility. Rather, this is the return that the company has a reasonable opportunity to earn given forecast conditions.

REQUIRED RATE OF RETURN

The rate of return that a utility proposes it needs to earn in order to achieve a reasonable return under an assumed set of projected conditions.

REVENUE DEFICIENCY

The shortfall between the revenues required to achieve the allowed annual level of earnings previously established by the Board and the revenues that will be produced with currently approved rates.

REVENUE REQUIREMENT

The amount of revenue that a utility must recover through rates to cover its costs of providing service. The costs are determined by adding the allowed expenses of the utility to the approved return on rate base.

TEST YEAR

A prospective period of twelve consecutive months (usually the company's next full fiscal year) for which projections of revenues, costs, expenses and rate base are submitted to the Board as part of a utility's rates application.

ASSIETTE DES TARIFS

Montant investi par une entreprise de services publics dans les biens utilisés pour fournir des services, moins l'amortissement cumulé, plus le montant consacré au fonds de roulement et tout autre poste retenu par la Commission. L'assiette des tarifs peut également être nette d'impôts sur le revenu reportés et cumulés.

BESOINS EN REVENUS

Revenus que l'entreprise de services publics doit réaliser par l'entremise de tarifs pour amortir les coûts de service. Ces revenus sont calculés en ajoutant les dépenses permises de l'entreprise et le rendement approuvé selon l'assiette des tarifs.

EXERCICE DE RÉFÉRENCE

Période de douze mois consécutifs (en règle générale, le prochain exercice financier complet de l'entreprise) pour laquelle des prévisions des revenus, des coûts, des dépenses et de l'assiette des tarifs sont examinées par la Commission en vue de la définition des tarifs que peut exiger une entreprise de services publics.

GIGAJOULE (GJ)

Unité de mesure d'une quantité d'énergie égale à un milliard (10⁹) de joules. Un abonné résidentiel type consomme environ 130 gigajoules par an pour chauffer sa résidence.

INSUFFISANCE DE RECETTES

Différence entre le niveau de revenu nécessaire pour obtenir le taux de rendement annuel permis, tel qu'établi par la Commission, et celui qui sera obtenu avec les tarifs approuvés en vigueur.

RATIO D'ENDETTEMENT

Rapport entre la valeur des actions ordinaires émises et la somme des avoirs d'une société.

Taux de Rendement des Actions Ordinaires

Niveau de revenu réel ou autorisé d'une entreprise de services publics exprimé en pourcentage de la valeur des actions ordinaires qu'elle est autorisée à inclure dans la structure de son capital.

Taux de Rendement Indique

Taux de rendement d'une entreprise de services publics comme tenu des tarifs pratiqués conformément à la tarification approuvée.

Taux de Rendement Nécessaire

Taux de rendement qu'une entreprise de services publics estime devoir réaliser pour dégager un rendement suffisant compte tenu des projections.

Taux de Rendement sur l'Assiette des Tarifs

Revenus après impôt, exprimés en pourcentage de l'assiette des tarifs, qu'une entreprise de services publics gagne ou est autorisée à gagner. Ce rendement n'est pas garanti, mais correspond au rendement auquel l'entreprise peut raisonnablement s'attendre compte tenu des conditions prévues.

INTERVENANTS

Sont énumérés ci-dessous les personnes, organismes et sociétés qui se sont présentés au moins une fois devant la Commission de l'énergie de l'Ontario au cours de l'exercice 1992-1993.

A. E. Sharp Limited	Munigas Corporation
A. E. Sharp & Associates Ltd.	Murphy, C.
Admic Controls	Mutual Gas Association
Algoma Steel Corporation, Limited	Natural Resource Gas Limited
Association canadienne du gaz	Nitrochem Inc.
Association des consommateurs industriels de gaz	North Canadian Marketing Inc.
Association des consommateurs du Canada (Section de l'Ontario)	Northland Power
Association of Major Power Consumers of Ontario	Northridge Petroleum Marketing Inc.
Bickford Dawn Group	Ontario Coalition Against Poverty
Boise Cascade Canada Ltd.	Ontario Hospital Association
Canadian Association of Energy Service Companies	Ontario Hydro
Cardinal Power L.P.	Ontario Natural Gas Association
Centra Gas Ontario Inc.	Ottawa/Carleton Gas Purchase Consortium
Coalition of Environmental Groups for a Sustainable Energy Future	Petro-Canada
Conseil de l'éducation de la ville de York	Produits forestiers Canadiens Pacifique Limited
Conseil des écoles catholiques du Grand Toronto	Seaway Valley Farmers Energy Cooperative
Consumers Fight Back Association	Taxpayers Coalition of Brampton
Consumers' Gas Company Ltd.	Tecumseh Gas Storage Limited
Corporation de la ville de Fort Frances	Toronto District Heating Corporation
Desic Energy Marketing Limited	TransCanada Pipelines Limited
Direct Energy Marketing Limited	TWG Consulting Inc.
Domtar Inc.	Unigas Corporation
Dow Chemical Canada Inc.	Union Gas Limited
ECNG Inc.	Urban Development Institute of Ontario
Energy Probe	Ville de Toronto
Environmental Assessment Group	Wade, L.
Fair Rental Policy Organization of Ontario	Western Gas Marketing Limited
Gaz Métropolitain, inc.	
Great West Energy Limited	
Independent Power Producers Society of Ontario	
Lake Superior Power Inc.	
Lang, W.	
Municipal Electric Association	
Municipalité de la communauté urbaine de Toronto	

OBJET N° DE DOSSIER REQUÉRANT TYPE DE CAS

Renouvellement des accords de concession (cont'd)

Comité de Midldesex	Union	639	EBA
Village d'Arthur	Union	640	EBA
Ville de Hartston	Union	641	EBA
Comité de Brant	Union	642	EBA
Comité de Perth	Union	643	EBA
Ville de Durham	Union	644	EBA
Canton d'Artur	Union	645	EBA
Village de Drayton	Union	646	EBA
Ville de Windsor	Union	647	EBA
Canton de Sydenham	Union	648	EBA
Canton de Normanby	Union	649	EBA
Comité de Grey	Union	650	EBA
Canton de Sullivan	Union	651	EBA
Canton de Bentinck	Union	652	EBA
Canton de Holland	Union	653	EBA
Canton de Wilmet	Union	654	EBA
Ville de Listowel	Union	655	EBA
Canton de Southwold	Union	656	EBA
Ville de West Luther	Union	657	EBA
Canton de Metcalfe	Union	658	EBA
Canton de Wallace	Union	659	EBA

Certificats d'intérêt public et de nécessité			
EBC	11/L/19 Réouvert	Natural Resource Gas	Canton de Southwest Oxford
EBC	151 modifié	Centra	Canton d'Albion
EBC	200	Centra	Village de Frankford

Exemptions relatives à des gazoducs			
PL	80	Consumers Gas	Poste de Dixie South

Ondamages de comptabilité uniforme			
UA	89	Consumers Gas	Compte de report des économies d'impôt
UA	90	Centra	Compte de report des coûts d'intervention PIR

Autorisation des activités en cours			
EBRLG	28-D	Union	Demandes de soumissions d'approvisionnement en gaz
EBRLG	28-E RETIREE	Union	Wescocoast Energy Inc.
EBRLG	03+03	Centra	Prêt au personnel - 25 000 \$
EBRLG	03+04	Centra	Prêt au personnel - 20 000 \$
EBRLG	03+05	Centra	Prêt au personnel - 25 000 \$
EBRLG	03+06	Centra	Wescocoast Energy Inc.
EBRLG	35-10	Consumers Gas	Niagara Gas - Projet de la rivière des Outaouais
EBRLG	35-11	Consumers Gas	Greai West Energy - Achat de gaz
EBRLG	35-12	British Gas	GW Utilites
EBRLG	35-13	Consumers Gas	Achats de gaz au comptant

LISTE DES CAS TRAITÉS

Le tableau ci-dessous recense tous les cas traités par la Commission suite à des demandes ou à des renvois durant l'exercice terminé le 31 mars 1993. Y figurent également les cas traités au cours de l'exercice 1992-1993 bien que déposés durant les années antérieures.

TYPE DE CAS	N° DE DOSSIER	REQUÉRANT	OBJET
Demandes de révision des tarifs de transport/distribution de gaz naturel	EBRO 473-A	Consumers Gas	Demande relative aux tarifs provisoires
EBRO	474	Centra	Demande relative aux tarifs principaux - exercice 1992
EBRO	474-A	Centra	Demande relative aux tarifs provisoires
EBRO	476	Union	Demande relative aux tarifs principaux - exercices 1993 et 1994
EBRO	476-02	Union	Demande relative aux tarifs provisoires
EBRO	477	Cardinal Power	Demande relative aux tarifs spéciaux
EBRO	478	Union	Coentreprise Union - Dow Chemical Canada
EBRO	479	Consumers Gas	Demande relative aux tarifs principaux - exercice 1993

HR	21	Ontario Hydro	Tarifs de vente en gros - exercice 1993
Renvoi de la part du ministre de l'Énergie au sujet d'Ontario Hydro			
Constructions de gazoducs			
EBLO	240	Union	Gazoduc de Bright à Owen Sound
EBLO	241	Consumers Gas	Renforcement du réseau Metro West
EBLO	244	Union	Gazoduc Bickford - Dawn
Audience générale			
EBLO 169, 169-II, 169-III		Commission de l'énergie de l'Ontario	Planification intégrée des ressources en gaz

Autres rapports			
EBRO 173	Consumers Gas	Fusion avec Tecumseh	Réservoir Edys Mills
EBRO 174/EBLO 243/EBRM 103	Union	Tecumseh	Cession des autorisations à Consumers Gas
Nouvelles concessions et certificats d'intérêt public et de nécessité			
EBA 660/EBC 201	Centra	Centra	Canon d'Alwood
EBA 661/EBC 202	Centra	Centra	Canon de Dilke
EBA 662/EBC 203	Centra	Centra	Canon de La Vallée
EBA 663	Centra	Centra	Canon de Nechning
EBA 664	Centra	Centra	Canon de Shuniah

EBA	447 modifié	Centra	Canon d'Alberton
EBA	629	Centra	Village de Frankford
EBA	630	Union	Village de Chatsworth
EBA	631	Union	Canon d'Egremont
EBA	632	Union	Canon de Maryborough
EBA	633	Union	Canon de Minto
EBA	634	Union	Canon de Peel
EBA	635	Union	Canon de Zorra
EBA	636	Union	Ville de Hanover
EBA	637	Union	Ville de Mount Forest
EBA	638	Union	Ville de Palmerston

sables, car elles lui permettaient de répondre à l'accroissement de la demande en 1994 et garantiraient une meilleure fiabilité des approvisionnements.

Après l'audience qui eut lieu à Sarnia, la Commission recommanda au lieutenant-gouverneur en conseil d'accueillir favorablement les demandes; le Règlement de l'Ontario 719/93 désigna donc le réservoir Edys Mills aux fins du stockage du gaz. La Commission conseilla également au ministre des Richesses naturelles d'accorder les permis de forage demandés.

La Commission rouvrit l'audience en décembre 1992 pour entendre les représentations d'Union; l'entreprise aurait omis de demander le permis requis du comité de Lambton avant de procéder à l'aménagement du terrain en vue de la construction du poste de surpression projeté. La Commission enjoignit également Union de lui confirmer par écrit que toutes les autres conditions qui lui avaient été imposées dans cette affaire avaient été respectées. Union lui fit ultérieurement parvenir la confirmation demandée.

En février 1993, la Commission émit une ordonnance permettant à Union d'injecter du gaz dans le réservoir et de construire les installations requises.

EBO 174/EBLO 243/EBRM 103.

Toutes ces installations visaient un même but, soit accroître la capacité de livraison du réservoir, de manière qu'Union puisse restreindre ses coûts de stockage et ses frais connexes pendant l'été, à l'avantage de l'ultime du consommateur.

L'audience de la Commission a eu lieu à London (Ontario), en janvier 1993. À la fin de l'exercice financier, aucune décision n'avait encore été rendue.

EBLO 244/EBRM 104.

AUTRES RAPPORTS

FUSION DE CONSUMERS GAS ET DE LA SOCIÉTÉ TECUMSEH

En février 1992, Consumers Gas s'adressait à la Commission pour obtenir du lieutenant-gouverneur en conseil la permission d'acquiescer, par vente, location ou autre méthode de cession, tout le réseau de transport et de stockage de gaz de Tecumseh Gas Storage Limited. Les deux entreprises demandaient aussi conjointement l'autorisation de fusionner leurs activités de stockage.

Dans sa décision, la Commission recommandait au lieutenant-gouverneur en conseil d'approuver les demandes de Consumers Gas et de Tecumseh. Elle soulignait qu'elle-même et le lieutenant-gouverneur en conseil avaient déjà établi que la prise de contrôle de la seconde par la première ne desservirait pas l'intérêt public et qu'une fusion n'aurait en conséquence aucun effet préjudiciable. Elle concluait qu'elle se pencherait sur les répercussions de l'opération sur la clientèle lors de sa prochaine étude des tarifs de Consumers Gas.

Le lieutenant-gouverneur en conseil accueillit donc les deux demandes et, le 30 septembre 1992, Consumers Gas prit en main les actifs et l'exploitation de Tecumseh.

EBIO 173 (9 juin 1992).

CESSION À CONSUMERS GAS DES AUTORISATIONS DONNÉES PAR LA COMMISSION À TECUMSEH

En août 1992, Tecumseh et Consumers Gas présentaient une nouvelle demande à la Commission, cette fois pour faire approuver la cession, à la seconde, de toutes les autorisations accordées à la première par la Commission. La fusion des deux entreprises exigeait en effet le transfert à Consumers Gas des permis visant l'injection, le stockage et l'extraction du gaz dans trois lieux de stockage désignés.

La Commission émit une ordonnance autorisant toutes les parties intéressées à présenter des preuves écrites relativement à la demande. À la fin de son exercice, elle n'avait pas encore rendu de décision.

EBIO 176.

UNION - RÉSERVOIR DE STOCKAGE EDYS MILLS

En mars 1992, Union présentait à la Commission un ensemble de demandes dans le but d'obtenir les autorisations requises pour la désignation du réservoir Edys Mills aux fins du stockage et de son exploitation. Elle prêtait également la Commission de lui permettre de construire une conduite de transport et un réseau de conduites de collecte. Au mois de juin suivant, le ministre des Richesses naturelles par renvoi, demandait à la Commission d'étudier en même temps une autre demande d'Union, celle-là portant sur le forage de trois puits au réservoir Edys Mills dans le cadre d'un projet d'expansion des activités de stockage.

Quand son aménagement sera terminé, le réservoir Edys Mills disposera d'une capacité exploitable de 58 500 milliers de mètres cubes de gaz. Union alléguait que les installations projetées étaient indispen-



Pendant l'année, Union a aménagé le réservoir de stockage de gaz Edys Mills.

Consumers Gas a terminé le projet de renforcement du réseau Metro West en 1992.



Consumers Gas disait que ce projet, connu sous l'appellation de «renforcement Metro West», était indispensable au maintien de la pression requise dans le réseau de distribution de la zone centrale de Toronto, dont il accroissait la capacité et garantissait l'alimentation. Lors de l'audience, Consumers Gas présentait une demande modifiée qui indiquait un nouvel emplacement pour le poste de détente, ce qui réduisait la longueur de la conduite de transport requise. La Commission approuva ce geste et autorisa Consumers Gas à réaliser les infrastructures voulues, sous réserve du respect de certaines conditions.

EBLO 241 (Décision du 16 juin 1992)

UNION - GAZODUC RELIANT BRIGHT À OWEN SOUND

En septembre 1991, Union demandait à la Commission de l'autoriser à construire des conduites supplémentaires entre le poste surpresseur de Bright et la vanne de coupure de la conduite Owen Sound dans le réseau de transport Dawn-Trafalgar. La réalisation du projet fut reportée jusqu'à l'été 1993 de façon que l'on puisse exécuter certains contrats de transport dans le réseau. La vocation première de ces nouvelles conduites était d'ajouter à la capacité du réseau Dawn-Trafalgar, de sorte qu'Union puisse exécuter différents contrats de transport, et de répondre à la demande croissante dans la concession dont jouissait l'entreprise. La Commission a tenu une audience à ce sujet en mars 1993 et n'avait pas encore rendu de décision en fin d'exercice.

EBLO 240.

UNION - GAZODUC BICKFORD-DAWN

En juin 1992, Union prêtait la Commission de lui permettre d'ériger un gazoduc entre le poste surpresseur du réservoir de Bickford et celui du réseau de Dawn. Elle demandait également l'autorisation de construire plusieurs conduites de collecte assez courtes dans les limites mêmes du réservoir. Enfin, elle sollicitait de la part de la Commission un rapport favorable au ministre des Richesses naturelles pour l'obtention de permis autorisant le forage de six nouveaux puits d'injection ou d'extraction dans le réservoir de Bickford.

d'endettement de 29 pour 100 et une assiette des tarifs de 1,814 milliard de dollars. La seconde audience a eu lieu en février 1993; en fin d'exercice, la Commission n'avait pas encore rendu de décision en cette matière.

EBRO 476.

UNION GAS - DEMANDE RELATIVE AUX TARIFS PROVISOIRES

En juin 1992, l'Union présentait à la Commission une demande sollicitant son approbation provisoire à l'égard des conséquences sur le coût du gaz de la renégociation et du remaniement de certains de ses contrats d'approvisionnement. Elle avait réussi à obtenir de Western Gas Marketing Limited une diminution de prix de 1,92 \$ à 1,70 \$ le gigajoule et des avantages semblables pour sept de ses autres contrats d'approvisionnement à long terme. L'effet estimatif de ces rabais, pour la période allant du 1^{er} juillet 1992 au 1^{er} avril 1993, s'établissait à environ 45 millions de dollars.

La Commission approuva les conséquences de ces renégociations sur le coût du gaz, ainsi que l'entée en vigueur des nouveaux tarifs de vente à compter du 1^{er} septembre 1992.

EBRO 476-02 (Décision prononcée verbalement le 31 juillet 1992 et motivée par écrit le 11 septembre suivant).

COENTREPRISE UNION GAS ET DOW CHEMICAL CANADA - DEMANDE RELATIVE AUX TARIFS SPÉCIAUX

Au début de 1991, l'Union Gas et Dow Chemical formaient une coentreprise dans le but d'aménager et d'exploiter le réservoir bloc «A» de Samia. En mars 1992, elles présentaient conjointement une demande d'ordonnance pour fixer les tarifs de stockage qu'elles pourraient exiger. Pour la période visée dans la demande, l'Union Gas devait être la seule à utiliser le réservoir.

Dans sa décision, la Commission a diminué l'assiette des tarifs et les frais d'exploitation mentionnés dans la demande et déclaré que le taux de rendement des actions ordinaires de la coentreprise devait être de 12,75 pour 100, soit de 0,75 pour 100 inférieur à celui d'Union, qui se situait provisoirement à 13,5 pour 100 au moment de la décision.

La Commission a cependant approuvé que le taux de rendement global produit par l'assiette de tarifs soit de 11,45 pour 100 et que les besoins en revenus s'établissent à 3,938 millions de dollars pour la période comprise entre le 15 juillet 1992 et le 31 mars 1993. Elle décidait également que le taux de rendement de la coentreprise resterait de nature provisoire jusqu'à ce qu'elle se soit définitivement prononcée en cette matière à l'égard d'Union et jusqu'à ce que les tarifs que pourrait exiger cette entreprise pour la livraison du gaz à la coentreprise aient été déterminés.

EBRO 478 (Décision du 12 novembre 1992)

DEMANDES RELATIVES À DES GAZODUCS

CONSUMERS GAS - RENFORCEMENT DU RÉSEAU METRO WEST

Fin 1991, Consumers Gas prêtait la Commission de l'autoriser à construire une conduite de transport entre la ville de Mississauga et le poste de détente qu'elle comptait ériger au boulevard Midland dans la municipalité d'Etobicoke. Par la même occasion, elle demandait une autorisation semblable pour la construction d'une autre conduite de transport menant du poste de détente susmentionné jusqu'à l'angle des avenues St. Clair Ouest et Nairn, conduite qui serait dotée d'un raccordement au réseau de distribution haute pression situé à la convergence du chemin Martin Grove et de l'avenue Eglington Ouest.

tionné dans le contrat. Advenant que la Commission refuse de donner son aval à cette modification, on reviendrait au prix initial, soit 1,98 \$ le gigajoule.

Dans une décision provisoire, la Commission déclarait qu'elle ne pouvait convenir des conséquences du remaniement du contrat sur le coût du gaz, car les modifications en cause étaient incompatibles avec la structure tarifaire actuelle et allaient à l'encontre des principes présidant la fixation des tarifs. Elle refusait également d'intégrer, dans le calcul des tarifs, les conséquences sur le coût du gaz découlant du retour au prix original de 1,98 \$ le gigajoule.

La Commission affirmait qu'elle s'attendait de voir Centra reprendre ses négociations avec WGM à la première occasion et modifier à nouveau sa demande pour tenir compte des résultats de ces pourparlers. D'ici là, elle maintenait les tarifs provisoires actuels.

En mars 1993, Centra présentait une demande modifiée conformément aux indications de la Commission. Celle-ci n'avait pas encore tenu d'audience à ce sujet à la fin de son exercice financier.

EBRO 474-A (Décision provisoire du 11 janvier 1993)

CARDINAL POWER - DEMANDE RELATIVE AUX TARIFS SPÉCIAUX

En février 1992, Cardinal Power présentait une série de demandes (EBLO 242 et suivantes) priant la Commission de l'autoriser à construire un gazoduc d'évitement du réseau de Centra et reliant celui de TransCanada Pipelines à une future centrale de cogénération lui appartenant en propre. Cette centrale de production d'électricité et de vapeur devait être alimentée au gaz naturel.

Avant la tenue de l'audience, Cardinal en vint à une entente avec Centra sur un tarif préférentiel d'évitement; en vertu de cet accord, Centra se chargerait de la construction et de l'exploitation du gazoduc, sous réserve que la Commission approuve le tarif convenu. Cardinal prit des lors la Commission de mettre ses demandes antérieures en suspens et, en août 1992, lui présenta une demande modifiée afin qu'elle approuve le tarif concurrentiel de 4,80 \$ le millier de mètres cubes exigé par Centra pour l'évitement de son réseau.

L'audience a eu lieu en février 1993; à la fin de l'exercice, la Commission n'avait pas encore rendu sa décision.

EBRO 477.

UNION GAS - DEMANDE RELATIVE AUX TARIFS PRINCIPAUX

En septembre 1991, l'Union avait soumis à la Commission une demande portant sur la fixation de tarifs de vente, de distribution, de transport et de stockage de gaz pour les exercices financiers 1993 et 1994. Après la présentation des dossiers, la Commission avait fixé des tarifs provisoires pour le premier de ces deux exercices, c'est-à-dire à compter du 1^{er} avril 1992. Elle avait convoqué une seconde audience pour le début de 1993 afin de fixer définitivement les tarifs autorisés pour 1993 et 1994.

En octobre 1992, l'Union présentait des pièces à l'appui de sa proposition de tarifs pour 1994 en sus des chiffres mis à jour pour l'exercice 1993. Elle proposait également que ses tarifs définitifs de 1993 soient fixés au taux provisoire arrêté précédemment, disant qu'elle remettrait à ses clients le surplus de recettes brutes de 2,332 millions de dollars ainsi engendré.

Dans ses chiffres portant sur l'exercice financier 1994, l'Union prévoyait une insuffisance de recettes brutes de 32,899 millions de dollars. L'entreprise demandait à la Commission d'approuver certaines prévisions, soit un taux de rendement de 13,75 pour 100, un ratio

CONSUMERS GAS : SOMMAIRE DES DONNÉES FINANCIÈRES

EXERCICE 1993

Demande		Autotaxe	
en millions de dollars		en millions de dollars	
Assiette des tarifs	2 078,7	2 069,5	210,1
Recettes de l'entreprise	202,4	210,1	26,0
Insuffisance des recettes brutes	58,9		
en pourcentage		en pourcentage	
Taux de rendement indiqué	9,74	10,15	
Taux de rendement nécessaire	11,34	10,86	
Ratio d'endettement	35,51	35,00	
Taux de rendement des actions ordinaires	13,375	12,30	

EBRO 479 (Décision provisoire motivée le 12 novembre 1992 - Décision finale motivée le 3 mars 1993)

CENTRA - DEMANDE RELATIVE AUX TARIFS PRINCIPAUX

En juillet 1991, Centra a déposé auprès de la Commission une demande de majoration tarifaire pour l'exercice commençant le 1^{er} janvier 1992, calculée en fonction d'une insuffisance de recettes de 32,5 millions de dollars. Après la première déposition, Centra a négocié un prix de 1,98 \$ le gigajoule avec Western Gas Marketing Limited et a modifié son dossier de manière à tenir compte du prix moins élevé du gaz, de même que d'autres changements survenus dans la structure de son capital et dans son taux de rendement.

Les principaux éléments financiers de la décision prise par la Commission sont exposés dans le tableau qui suit. Celle-ci a par la même occasion donné son aval aux répercussions de la renégociation du prix (à 1,98 \$ le gigajoule) sur le coût du gaz.

CENTRA : SOMMAIRE DES DONNÉES FINANCIÈRES EXERCICE 1992

Demande		Autotaxe	
en millions de dollars		en millions de dollars	
Assiette des tarifs	512,0	511,4	52,6
Recettes de l'entreprise	52,1	52,6	14,0
Insuffisance des recettes brutes	19,9		
en pourcentage		en pourcentage	
Taux de rendement indiqué	10,18	10,29	
Taux de rendement nécessaire	12,38	11,84	
Ratio d'endettement	38,00	36,00	
Taux de rendement des actions ordinaires	14,50	13,50	

EBRO 474 (Décision du 22 avril 1992)

En octobre 1992, Centra déposait un avis de présentation de demande modifié et priait la Commission d'approuver les conséquences, sur le coût du gaz, de l'entente qu'elle avait conclue avec Western Gas Marketing Limited (WGM) pour la période débutant le 1^{er} novembre 1992. Cette entente visait à remanier le contrat à long terme d'approvisionnement unissant les deux entreprises et prévoyait une diminution du prix moyen du gaz à 1,37 \$ le gigajoule; elle instituait cependant des frais de 0,20 \$ le gigajoule au titre de la réservation prolongée des approvisionnementements, s'appliquant aux deux tiers du volume men-



Un employé de Centra inspecte un générateur d'air pulvéalisé au gaz naturel.

La Commission recommandait aussi que le ministre fasse modifier l'article 24 de la Loi sur la Société de l'électricité de telle manière que les conditions appliquées aux régimes de retraite soient conformes à la Loi sur les régimes de retraite, surtout en ce qui concerne les contraintes visant l'utilisation éventuelle qu'Ontario Hydro ferait de tout surplus de la caisse de retraite. La Commission préconisait également qu'Ontario Hydro s'efforce de réaliser des coupures tangibles et permanentes dans les dépenses consacrées à ses programmes d'exploitation et d'entretien.

Enfin, la Commission suggérerait fortement à Ontario Hydro de réduire sa masse salariale pour la rendre plus comparable avec celle d'autres organismes de même envergure. Après avoir examiné les traitements versés aux dirigeants d'Ontario Hydro, la Commission a conclu qu'ils n'étaient pas excessifs, et notamment que ceux du président du conseil d'administration et du président de la société étaient inférieurs aux salaires consentis dans d'autres groupes d'entreprises.

HR 21

AUDIENCES RELATIVES AUX TARIFS DU GAZ NATUREL

CONSUMERS GAS - DEMANDE RELATIVE AUX TARIFS PROVISOIRES

En juin 1992, la société Consumers Gas demandait à la Commission de modifier son ordonnance EBR0 473, qui fixait définitivement les tarifs qu'elle pouvait exiger pour l'exercice financier se terminant le 30 septembre suivant. L'entreprise voulait ainsi qu'une nouvelle ordonnance traduise les effets de l'entente qu'elle avait conclue avec son principal fournisseur canadien, Western Gas Marketing Limited, et qui prévoyait une diminution du prix de l'approvisionnement à long terme de 1,91 \$ à 1,70 \$ le gigajoule pour la période allant du 1^{er} juillet 1992 au 1^{er} novembre 1993.

L'entente devait entraîner des économies totales de près de 15 millions de dollars au cours de l'exercice 1992, mais exigeait que le rabais soit pris en compte dans le calcul du prix de référence régissant les achats faits par Consumers Gas en vue de la revente.

La Commission a approuvé l'entente, au vu de ses conséquences sur le coût du gaz.

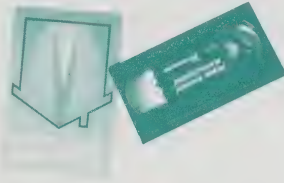
EBRO 473-A (Décision prononcée verbalement le 21 août 1992 et motivée par écrit le 12 novembre suivant)

CONSUMERS GAS - DEMANDE RELATIVE AUX TARIFS PRINCIPAUX

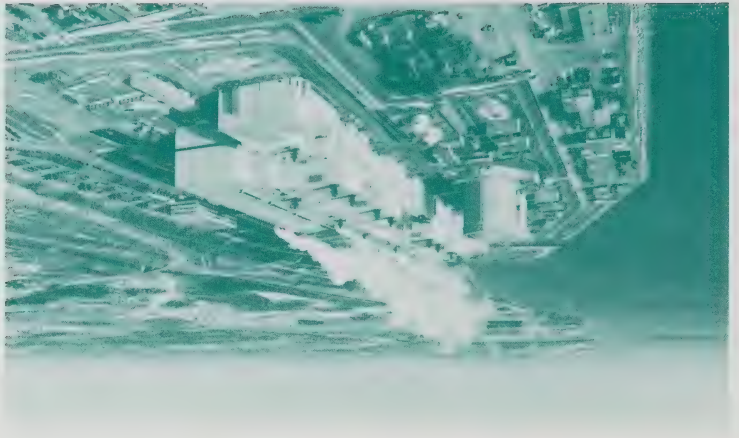
En mars 1992, Consumers Gas prêtait la Commission de l'autoriser à augmenter ses tarifs pour l'exercice financier 1993, à compter du 1^{er} octobre 1992. Le tableau qui suit décrit sommairement les données financières soumises à l'appui de cette demande.

Dans l'un des volets de celle-ci, Consumers Gas désirait obtenir l'aval de la Commission à l'égard des effets, sur le coût du gaz, de la deuxième partie de l'entente conclue avec Western Gas Marketing Limited (WGM) dans le but de remanier le contrat d'approvisionnement à long terme unissant les deux entreprises. Ce contrat modifié faisait passer le prix moyen du gaz de 1,70 \$ à 1,59 \$ le gigajoule à compter du 1^{er} novembre 1992.

La Commission a décidé que les tarifs arrêtés pour Consumers Gas seraient provisoires et entreraient en vigueur le 1^{er} octobre 1992. Dans les motifs soutenant cette décision provisoire, la Commission a refusé d'approuver les conséquences du remaniement du contrat sur le coût du gaz, jugeant que les modifications proposées vendraient singulièrement en conflit avec les principes présidant à la fixation des tarifs et risquaient, à long terme, d'avoir des répercussions néfastes. Elle a conclu que le prix de 1,70 \$ le gigajoule, prévu par l'entente prolongée originale, était raisonnable pour les approvisionnements de l'exercice financier 1993.



Consumers Gas a publié un guide et un vidéo sur la gestion de l'énergie à domicile afin d'aider les consommateurs à utiliser l'énergie de façon plus efficace.



Centrale nucléaire Darlington
d'Ontario Hydro.

Hydro aurait eu besoin d'une hausse de tarifs de 14,5 pour 100 pour atteindre l'objectif qu'elle s'était fixé pour 1993 au plan du revenu net, soit 759 millions de dollars; une augmentation limitée à 12,4 pour 100 lui aurait valu suffisamment de revenus pour respecter son niveau d'amortissement de la dette, tandis qu'une hausse de 9,2 pour 100 lui aurait permis de maintenir son revenu net à 318 millions de dollars, comme elle se le proposait à l'origine.

Le rapport de la Commission, publié en août 1992, comportait dix-huit recommandations, dont sept touchaient les besoins en revenus d'Ontario Hydro. La Commission préconisait que la hausse de tarifs ne dépasse pas 7,9 pour 100 et, à cette fin, prait Ontario Hydro de modifier ses prévisions sur l'évolution future des taux d'intérêt et sur l'échéancier de mise en service de sa nouvelle centrale de Darlington, et de réduire ses dépenses au chapitre de l'exploitation et de l'entretien.

La mise en oeuvre des recommandations de la Commission devait engendrer des recettes nettes de 420 millions de dollars; accompagnées d'un prélèvement de 140 millions à même la réserve de stabilité des tarifs et de provision pour éventualités, elles permettraient à Ontario Hydro de respecter le niveau corrigé d'amortissement de sa dette, soit 560 millions de dollars.

La Commission formulait également onze autres recommandations touchant l'exploitation d'Ontario Hydro.

L'une d'entre elles voulait que lors du prochain renvoi (HR 22), le ministre ordonne à la Commission d'étudier le rapport entre le coût et le rendement des programmes composant le plan global de gestion énergétique de la société publique, lequel comporte des mesures visant la demande, notamment la conservation et l'utilisation plus efficace de l'énergie.

La Commission déclarait qu'Ontario Hydro devait consacrer certaines ressources à l'évaluation périodique de ses programmes de gestion énergétique. Elle lui demandait également de stimuler, dans la mesure de ses possibilités, la mise en oeuvre de son programme de substitution des combustibles pour encourager les consommateurs d'électricité à adopter des sources d'énergie moins chères.

Au plan de la production d'électricité par des entreprises privées, la Commission recommandait à Ontario Hydro de se fixer des objectifs destinés à favoriser la mise en oeuvre de projets de moindre envergure, peu dommageables pour l'environnement et produisant d'intéressants bienfaits sociaux. À une époque marquée par la surcapacité, Ontario Hydro devrait cesser de participer financièrement à des initiatives de production privée d'une nature différente.

RÉCAPITULATION DES ACTIVITÉS

ÉTUDE DE LA PLANIFICATION INTÉGRÉE DES RESSOURCES EN GAZ

Dans toute l'Amérique du Nord, les instances publiques cherchent à concilier, d'une part, la demande d'énergie et, d'autre part, le coût de sa production et de son utilisation au plan de l'économie et de l'environnement. La planification intégrée des ressources est un nouvel outil qui pourrait permettre d'y parvenir.

Jusqu'à récemment, on se contentait d'accroître l'offre pour répondre à l'accroissement de la demande - dans le cas du gaz naturel, on creusait encore des puits, on trouvait de nouveaux lieux de stockage et on construisait d'autres gazoducs. La planification intégrée des ressources élargit la perspective, car elle exige que l'on prenne, pour satisfaire aux besoins prévus, des mesures agissant aussi bien sur la demande que sur l'offre dans la proportion qui garantira la limitation optimale des coûts. Du côté de la demande, on peut par exemple accroître l'efficacité énergétique au moyen de chaudières et appareils à haut rendement, ou encore mieux gérer les charges de manière à réduire la consommation en période de pointe, quand l'énergie est la plus chère.

La planification intégrée repose sur l'utilisation simultanée des ressources disponibles tant au niveau de la demande que de l'offre. Elle a pour objectif premier de faire réaliser des économies au fournisseur comme au consommateur, mais accorde toute l'importance voulue aux questions environnementales.

En septembre 1991, la Commission publiait un document de travail portant sur la planification intégrée des ressources chez les sociétés de gaz naturel; les trois principales, ainsi que divers intervenants, groupes écologistes et associations repréSENTANT les consommateurs et les autochtones, ont fait valoir leur opinion à ce sujet. Après ces consultations, la Commission a décidé que ce nouveau mode de gestion serait mis en place progressivement. Elle s'est donc penchée en premier lieu sur les moyens de gérer la demande; dans un deuxième temps, elle s'intéressera à l'offre et, dans un troisième, à l'intégration de tous ces aspects dans une politique globale.

Lors de deux conférences techniques tenues respectivement en août et en septembre 1992, les parties intéressées ont eu l'occasion d'échanger leurs vues et d'en venir à certaines ententes au sujet des mesures de gestion de la demande. La Commission a aussi convoqué une audience, qui s'est déroulée du 9 novembre de la même année; en fin d'exercice, elle poursuivait son étude de la question afin d'en arriver à établir des lignes directrices à l'intention des fournisseurs ontariens de gaz désireux de se doter officiellement de programmes de gestion de la demande.

Audience générale : EBO 169, 169-II et 169-III

EXAMEN DES TARIFS DE VENTE EN GROS D'ONTARIO HYDRO

En avril 1992, le ministre de l'Énergie saisissait la Commission de la proposition faite par Ontario Hydro à l'égard de ses tarifs de vente d'électricité en gros. Cette société disait vouloir relever ses tarifs de 8,6 pour 100 en moyenne à compter du 1^{er} janvier 1993 pour faire face à des dépenses prévues de 9 017 millions de dollars, soit 796 millions de plus qu'en 1992. La hausse demandée devait produire des recettes nettes de 318 millions de dollars, soit 254 millions de dollars de moins que le niveau d'amortissement de la dette prévu par la loi, qui est de 572 millions de dollars.

En juin 1992, Ontario Hydro a présenté un dossier final complet mettant en évidence des besoins en revenus de 8 936 millions de dollars et une baisse des recettes nettes estimatives, qui passaient de 318 à 269 millions de dollars pour l'exercice 1993. Selon ses prévisions financières corrigées, Ontario



Une exposition organisée par Ontario Hydro au palais des congrès de la communauté urbaine de Toronto incite les visiteurs à être «éconergiques».

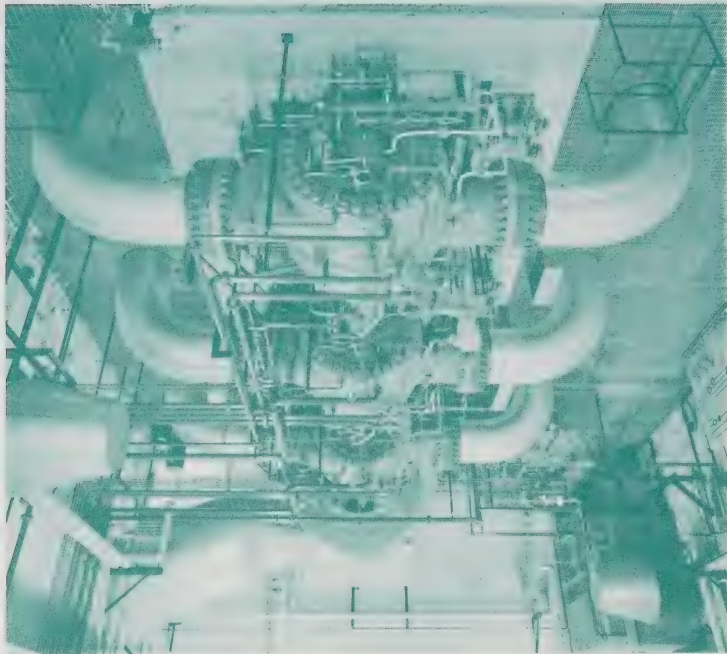
Grâce à son projet d'échanges électroniques de données, la Commission est en voie d'automatiser ses audiences. L'initiative, étalée sur plusieurs années, vise à :

- ❖ équiper les salles d'audience de dispositifs permettant notamment le visionnement en direct des preuves;
- ❖ établir des communications électroniques entre la Commission et les intervenants à une audience, entre autres pour la correspondance et la production de la preuve; et à
- ❖ permettre aux sociétés de services publics, aux intervenants et à la population de profiter d'un accès direct aux documents et renseignements importants que possède la Commission.

L'initiative a pour but de faire d'une audience un outil plus efficace, mais aussi de protéger l'environnement, en réduisant l'utilisation du papier.

Dans la foulée de ce projet, nous avons poursuivi en 1992-1993 la mise en oeuvre de notre système complet d'archivage et de consultation informatisés de nos documents. Ce système comprendra une base de données réunissant les décisions, rapports, transcriptions et autres documents officiels de la Commission, que nous nous affranchirons au cours de l'exercice, nous avons fait un inventaire complet du fonds documentaire que nous détruirons reproduire en format électronique.

Lorsqu'elle sera mise en service, cette base de données publique facilitera les recherches auxquelles doivent se livrer l'industrie, les intervenants et le personnel de la Commission. Elle acceptera non seulement les interrogations assez simples faites à l'aide de mots, comme c'est le cas actuellement, mais aussi réalisera des repérages plus complexes fondés sur des concepts.



Union Gas a reçu une commande pour construire le premier compresseur triple au monde mû par un monoréacteur à ses installations du réseau Dawn.

ACTIVITÉS AU SEIN DE LA COMMUNAUTÉ DES TRIBUNAUX ADMINISTRATIFS

LA COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO COMPTE PARMI LES 84 TRIBUNAUX DE RÉGLEMENTATION ET D'ADJUDICATION DE LA PROVINCE. ELLE INTERVIENT VIGOREUSEMENT DANS LES CER- CLES DE LA JUSTICE ADMINISTRATIVE, À L'ÉCHELLE AUSSI BIEN PROVINCIALE QUE NATIONALE ET INTERNATIONALE.

L'ACTIVITÉ ONTARIENNE

En 1992-1993, le gouvernement de l'Ontario a entrepris une révision des programmes de ses organismes dans le cadre d'un vaste projet d'évaluation du rendement de toutes ses activités. La première étape de cette initiative s'est déroulée sous l'égide d'un comité de direction, lequel a formé cinq groupes de travail. La Commission a collaboré sans hésiter au projet en participant aux délibérations de ces groupes. Les conclusions de l'étude ont été présentées au Conseil de gestion du gouvernement et le Cabinet a donné son aval aux premières recommandations portant sur la réorganisation des organismes gouvernementaux. La seconde étape du projet, qui proposera des mesures de réalisation, doit s'amorcer au cours de l'exercice 1993-1994.

La Commission fait partie de la *Society of Ontario Adjudicators and Regulators* (SOAR) qui regroupe les présidents, les membres et le personnel de direction d'organismes du même genre. La présidente de la Commission occupe la fonction de secrétaire du comité des présidents de la SOAR. Le personnel de la Commission a participé à l'organisation de la conférence annuelle des organismes publics ontariens qui s'est tenue à l'automne 1992.

ACTIVITÉS AU CANADA
La Commission s'intéresse aux travaux de l'Association des membres de tribunaux d'utilité publique du Canada, qui recense ses adhérents à l'échelle fédérale et provinciale, principalement dans les secteurs de l'énergie et des télécommunications. La présidente de la Commission dirige le comité des affaires énergétiques de l'Association et fait partie du conseil de direction de celle-ci. Elle assure également la coprésidence de la conférence que doit tenir en 1993 le Conseil des tribunaux administratifs canadiens, celui-ci regroupant divers organismes relevant des autorités fédérales, provinciales et territoriales.

RELATIONS INTERNATIONALES
La Commission de l'énergie de l'Ontario s'est vu conférer le statut d'observatrice auprès de la *National Association of Regulatory Commissioners*. Quelques membres et employés de la Commission participent aux travaux de comités et de sous-comités de cet organisme américain.

LE PROCESSUS D'AUDIENCE

Début

- présentation d'une demande de hausse de tarifs ou autre autorisation
 - renvoi du lieutenant-gouverneur en conseil ou d'un ministre
 - décision interne de la Commission
- ### AVIS DE PRÉSENTATION
- par envoi à toutes les parties intéressées ou par annonce dans les journaux
- ### INTERVENTIONS
- présentation, par tout intervenant, d'un avis significatif et motivant son intention de participation

DOCUMENTATION

- preuves produites par le requérant avant l'audience

- au besoin, demandes de renseignements complémentaires de la part des intervenants et de la Commission et présentation des preuves.

AUDIENCE SUR L'AIDE FINANCIÈRE ANTICIPÉE

- pour répondre aux demandes présentées par des intervenants

RENCONTRES

- conférences techniques destinées à préciser la preuve
- consultations dans le but de cerner les enjeux

- séances de négociation préalables à l'audience.

PRÉSENTATION DE LA PRÉLÈVE

- comparution des témoins retenus par le requérant, le personnel de la Commission et les intervenants
- contre-interrogatoires menés par le requérant, le personnel de la commission et les intervenants
- plaidoiries verbales et écrites des parties

DÉCISION ET RAPPORT DE LA COMMISSION

- résumant les enjeux et les arguments exposés les conclusions et recommandations de la Commission

ORDONNANCE DE LA COMMISSION

- rend exécutoire la décision de la Commission

sion

EXERCICES DE RÉFÉRENCE DE DEUX ANS

Dans le passé, les tarifs que fixait la Commission étaient valides pour un an. En 1992-1993, elle a poursuivi ses expériences dans le but de rationaliser son processus de réglementation, notamment en établissant des tarifs provisoires pour un an et en les fixant de manière définitive en même temps que ceux de l'année suivante. Elle compte ainsi économiser temps et argent, en tenant une seule audience plutôt que deux.

La Commission a eu recours à cet exercice de référence modifié lors de son étude de la récente demande de hausse des tarifs principaux présentée par Union Gas à l'égard des exercices financiers 1993 et 1994. Elle a donc fixé des tarifs provisoires pour 1993, lors d'une audience de moindre envergure, puis a tenu une seconde audience l'année suivante pour établir définitivement les hausses permises pour 1993 et 1994.

LIGNES DIRECTRICES CONCERNANT LE RESPECT DES ENGAGEMENTS

Chaque entreprise fournisseur, de concert avec sa société mère, s'est engagée auprès du lieutenant-gouverneur en conseil à respecter diverses lignes de conduite dans son exploitation. Il arrive parfois que l'une d'entre elles demande à en être libérée, par exemple pour accepter la soumission d'une société affiliée ou pour investir dans un domaine non réglementé.

Au cours de l'année, la Commission a proposé de nouvelles lignes directrices, conçues pour aider les entreprises à mieux comprendre ce que l'on attend d'elles et pour permettre un examen des transactions en question. La Commission compte aussi, au cours de cet examen, établir s'il y a lieu de conférer des exemptions permanentes et à quelles conditions. En agissant ainsi, la Commission pourrait séparer les frais associés à l'étude de chaque transaction et permettre aux entreprises de mieux saisir les occasions qui leur sont offertes dans les domaines approuvés.

AUTRES RÉFORMES

La Commission a accompli cette année de grands progrès dans la modernisation de son système de surveillance de la situation financière des sociétés de gaz. À l'avenir, celles-ci auront moins de rapports à présenter au responsable des enquêtes en matière d'énergie, mais elles devront lui communiquer des renseignements plus pertinents. La Commission exigera qu'on lui fournisse des prévisions financières plus précises, qui vendront s'ajouter aux résultats courants. Nous avons aussi, pour la première fois depuis le milieu des années soixante, amorcé une vaste réforme du système de comptabilité uniforme utilisé par les entreprises de gaz dans la production de leurs données financières. La ventilation des comptes prescrite par la Commission doit être remaniée en fonction de l'évolution des pratiques comptables, de la réglementation fiscale et de l'organisation de l'industrie.

Au milieu des années quatre-vingt, la Commission avait mis au point une épreuve de faisabilité économique qui permettait d'établir la viabilité commerciale de prolongements des réseaux de distribution et notamment de nouveaux gazoducs. Au cours de l'exercice, son personnel a consulté plusieurs groupes pour raffiner la méthodologie employée; il présentera ses recommandations à la Commission en 1993-1994.

AMÉLIORATION DES MÉTHODES DE TRAVAIL

DE CONCERT AVEC LES SOCIÉTÉS DE SERVICES PUBLICS ET LES AUTRES GROUPES INTÉRESSÉS, LA COMMISSION A MIS À L'ESSAI DE NOUVELLES MÉTHODES DE TRAVAIL SUSCEPTIBLES DE

RENDRE PLUS EFFICACE LA PROCÉDURE DES AUDIENCES.

Comme nous l'avons souligné, la Commission participe aux travaux d'un comité permanent créé en collaboration avec l'*Ontario Natural Gas Association*, qui représente les trois principales entreprises fournisseuses. Grâce aux avis exprimés par ce comité, la Commission a adopté une série de mesures innovatrices conçues pour assouplir ses règles de procédure. Il s'agit notamment des règlements négociés, des périodes de référence de deux ans et de lignes directrices concernant le respect des engagements.

Outre la Commission elle-même et son personnel, les représentants de sociétés de services publics peuvent également proposer des projets allant dans le même sens. Toute modification à la procédure régulière de la Commission doit cependant recevoir l'approbation de celle-ci.

RÈGLEMENTS NEGOCIÉS

Au cours de l'exercice, la Commission a continué de promouvoir le recours aux règlements négociés et autres mécanismes susceptibles de simplifier et d'accélérer la procédure des audiences.

L'audience qui a porté sur l'emploi de mesures de gestion de la demande dans la planification intégrée des ressources en gaz est un excellent exemple de l'efficacité de la négociation. Pour faciliter les choses, nous avons convoqué deux conférences techniques, où les parties ont pu à la fois préciser les enjeux et consolider leurs arguments.

Lors de la première, les intervenants ont exposé leur opinion et débattu des questions pertinentes. Le personnel technique de la Commission en a dégagé un consensus préliminaire traduisant les positions de chacun, qu'il a distribué à toutes les parties intéressées pour obtenir leur opinion. La seconde conférence a permis d'en arriver à un texte définitif. De cette manière, il a été possible de concentrer l'audience sur les véritables motifs de controverse.

On a également eu recours au règlement négocié lors des demandes relatives aux tarifs principaux présentées respectivement par Consumers Gas (pour l'exercice financier 1993) et l'Union (pour les exercices 1993 et 1994). Dans les deux cas, la Commission a fait en sorte que l'on négocie avant la tenue de l'audience afin d'en arriver à une entente dans autant de domaines que possible. Lors des séances de négociation, on a vu s'entendre des intervenants d'intérêts aussi divergents que l'Association des consommateurs du Canada (section de l'Ontario), Pollution Probe, Energy Probe, l'Ontario Coalition Against Poverty, l'Association des utilisateurs industriels de gaz et différentes sociétés fournisseuses.

La Commission a jugé encourageants les résultats de ces négociations, car elles ont à prime abord permis de grandes économies de temps et d'argent lors des audiences. Nous avons toutefois souligné qu'elles ne sauraient toujours se substituer aux décisions de notre organisme. La loi exige que ces dernières soient fondées sur notre propre étude de la preuve. Le fait que les parties se soient entendues sur un règlement ne nous justifie pas, en soi, d'avaliser ce dernier.

La Commission favorise le règlement négocié des conflits afin de réduire la durée et la complexité des audiences.

peut se voir rembourser. Cette proportion peut aller jusqu'à 100 pour 100 des dépenses raisonnablement engagées, si la Commission juge que l'intervenant s'est comporté de façon responsable et l'a aidé à bien saisir les tenants et aboutissants de l'affaire. Auparavant, le remboursement maximal s'échelonnait de 70 à 85 pour 100 des dépenses.

Dans les deux semaines qui suivent la présentation de leur demande d'indemnisation, les requérants doivent produire un état de leurs dépenses dressé conformément aux exigences de la Commission. L'évaluateur de celle-ci détermine si les déboursés sont raisonnables et fait une recommandation quant au montant précis de l'indemnisation. La décision finale appartient à la Commission.

Le raccourcissement du délai de présentation des états de dépenses et l'amélioration de nos méthodes de traitement permettent aujourd'hui aux intervenants d'être indemnisés plus rapidement. À la fin de l'exercice, toute la procédure, depuis l'audience jusqu'à l'émission de l'ordonnance, nécessitait huit semaines de moins qu'auparavant.

En 1992-1993, la Commission a émis cinquante-deux ordonnances d'indemnisation des intervenants à la conclusion de douze affaires différentes. Les versements totaux ont atteint 1 281 333 \$. À l'issue de l'exercice, plusieurs demandes en étaient encore au stade de l'examen.

RELATIONS EXTÉRIEURES

Au cours de l'année, nous nous étions donné pour priorité d'améliorer nos communications avec les groupes qui forment notre clientèle.

Le personnel de direction de la Commission a continué de rencontrer régulièrement les représentants de l'*Ontario Natural Gas Association*, dont sont membres les trois principales sociétés de gaz. Le comité ainsi formé s'était fixé pour tâche de rendre le processus de réglementation plus économique.

Nous avons aussi lancé un nouveau bulletin appelé «*Regulatory Agenda*» dans le but d'informer les sociétés de services publics, les intervenants et les autres groupes intéressés de la progression des audiences portant sur les tarifs, des affaires en cours et des diverses activités de la Commission. Neuf numéros ont été distribués cette année à 48 abonnés.

Nous avons par ailleurs entrepris de rendre le contenu de tous nos formulaires plus facilement compréhensible et avons commencé d'ajouter un résumé à toutes nos décisions, pour en rendre la consultation plus aisée.

AIDE FINANCIÈRE AUX INTERVENANTS - 1992-1993

Type	N° de	Candidat	Nombre de	Demandes	Montants	de cas	N° de	dossier	requérant	Demandes	agréées	Montants	demandés	accordés
EBRO	476	Union	3	2	98 819 \$	50 867 \$	EBRO	479	Consumers Gas	3	1	183 029 \$	22 779 \$	
HR	21	Ontario Hydro	7	7	534 341 \$	298 477 \$	EBRO	479	Consumers Gas	3	1	183 029 \$	22 779 \$	
Audience générale sur la planification intégrée des ressources de gaz							HR	21	Ontario Hydro	7	7	534 341 \$	298 477 \$	
EBO	169-II	Consumers Gas	7	6	260 551 \$	158 386 \$	EBO	169-III	Consumers Gas	6	5	217 660 \$	159 549 \$	
		Union							Centra					
		Union							Union					
		Centra							Centra					
Construction de pipelines et expropriations							EBLO	244	Union	1	1	106 483 \$	50 052 \$	
TOTALUX														740 110 \$

POUR UNE PLUS GRANDE PARTICIPATION DU PUBLIC

LA PRODUCTION DE L'ÉNERGIE ET SON EXPLOITATION EXERCENT DES EFFETS DE LARGE PORTÉE; LES TRAVAUX DE LA COMMISSION INTERPRÈSENT DONC DE NOMBREUX GROUPES D'INTÉRÊT. À NOS AUBIENCES, ON VERRA INTERVENIR AUSSI BIEN DES DÉFENSEURS DE L'ENVIRONNEMENT QUE DES ASSOCIATIONS REPRÉSENTANT LES CONSOMMATEURS, DE MÊME QUE DES DISTRIBUTEURS, DES FOURNISSEURS ET DES PROPRIÉTAIRES FONCIERS.

Le lecteur trouvera à la fin du présent rapport une liste de tous les intervenants qui se sont manifestés devant la Commission en 1992-1993.

LA LOI SUR LE PROJET D'AIDE FINANCIÈRE AUX INTERVENANTS

Pendant de longues années, seuls les groupes défendant des intérêts commerciaux particuliers et disposant de moyens suffisants pouvaient se permettre d'intervenir dans la procédure judiciaire onéreuse. C'est pour favoriser la participation des groupes d'intérêt public que le gouvernement a adopté la Loi sur le projet d'aide financière aux intervenants, qui est entrée en vigueur le 1^{er} avril 1989, et par le biais de laquelle a été instauré un projet pilote étale sur trois ans.

La Loi a créé un mécanisme permettant de financer d'avance le recours des intervenants qui comparaisent devant certaines instances officielles, y compris la Commission de l'énergie de l'Ontario. Les sommes en cause doivent être utilisées pour acquitter les honoraires d'avocats et de experts-conseils, ainsi que les frais administratifs.

Ces avances de fonds, versées avant l'audience, permettent à ceux qui en bénéficient de se faire entendre en dépit de leur manque de moyens financiers. Ainsi, la Commission a pu fréquemment recueillir l'opinion de regroupements écologistes et d'associations de consommateurs qui dépendent leur cause sans bous financiers.

Avant l'adoption de la Loi sur le projet d'aide financière aux intervenants, ni la Commission, ni les autres tribunaux administratifs ne pouvaient émettre d'ordonnance tant qu'une audience n'était pas terminée. Il en est encore de même, mais on déduit des sommes payables à l'issue de la procédure toute l'aide financière consentie à un intervenant avant la tenue de l'audience.

Avant d'entreprendre l'étude d'un cas, la Commission convoque une audience spéciale où elle examine les demandes de soutien financier antécédé. Elle se penche particulièrement sur les questions que le groupe intéressé entend soulever lors de l'audience régulière et s'interroge sur sa capacité de financer lui-même son intervention et de bien représenter l'intérêt de la population. L'audience spéciale se déroule devant un seul membre de la Commission, choisi parmi ceux qui n'entendent pas l'affaire principale.

Au cours de l'exercice, la Loi a permis à la Commission d'accorder des avances totalisant 740 110 \$ à 22 groupes différents, parmi lesquels se retrouvaient Pollution Probe, Energy Probe, l'Association des consommateurs du Canada (section de l'Ontario) et l'Ontario Coalition Against Poverty.

Peu avant l'échéance du projet, le gouvernement a décidé de le prolonger de quatre ans, c'est-à-dire jusqu'au 1^{er} avril 1996. D'ici là, il compte examiner diverses modifications qui lui ont été proposées.

NOUVELLES MODALITÉS D'INDEMNISATION DES INTERVENANTS

Comme nous l'avons mentionné précédemment, la Commission est autorisée, à la fin d'une audience, à indemniser les intervenants qui y ont participé. En janvier 1993, elle a remanié sa politique à cet égard, ainsi que les modalités de son application.

Dorénavant, à l'issue d'une audience, la Commission établit le pourcentage de ses frais qu'un intervenant

En 1993, la Commission a adopté de nouvelles politiques et procédures d'indemnisation.

COMPTE RENDU FINANCIER
 La Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario autorise la Commission à recouvrer une partie

de ses frais auprès des entreprises de services publics qui participent à ses audiences et autres activités connexes. Après la tenue d'une audience, la Commission remet à l'entreprise de services publics en cause une ordonnance de coûts qui comprend les dépenses directes et les débours associés à l'audience, ainsi qu'une portion des frais fixes de la Commission, dont les frais généraux et les traitements de son personnel.

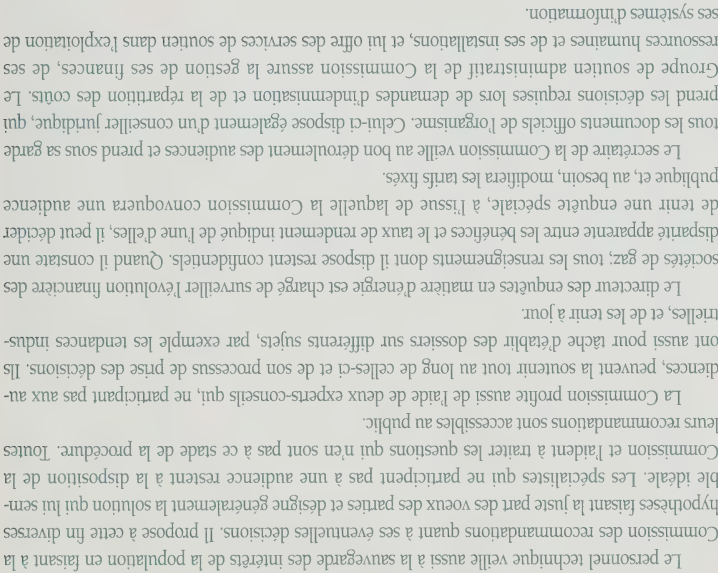
En 1992-1993, la Commission a décidé de recouvrer la totalité de ses frais auprès des entreprises de services publics, alors qu'elle n'en recueillait que 85 pour 100 l'année précédente. Elle compte donc financer toute son exploitation, en temps utile, à même ses ordonnances de coûts et libérer ainsi le gouvernement provincial de toute charge à cet égard.

Comme l'illustre le tableau suivant, les dépenses de la Commission, pour 1992-1993, se sont révélées inférieures de 1 604 405 \$ à l'enveloppe budgétaire qui lui avait été confiée. Cette situation est imputable à deux facteurs, soit d'une part aux mesures de limitation des dépenses publiques - qui ont entraîné des économies de 742 840 \$, comprenant une somme de 306 008 \$ au titre des salaires et les économies réalisées en raison de la diminution du nombre d'audiences par rapport aux prévisions - et d'autre part au rehaussement de l'efficacité de la Commission qui a pu épargner 861 565 \$ en ayant recours aux règlements négociés et aux périodes de référence de deux ans, ainsi qu'en se prévalant des services de son propre conseiller juridique.

VENTILATION DES DÉPENSES DE LA COMMISSION POUR L'EXERCICE 1992 - 1993

Catégorie	Dépenses prévues	Dépenses réelles	Solde
Traitement et salaires	2 771 000 \$	2 527 739 \$	243 261 \$
Avantages sociaux	503 400 \$	440 653 \$	62 747 \$
Transports et communications	306 800 \$	170 259 \$	136 541 \$
Services	2 173 500 \$	1 256 345 \$	917 155 \$
Fournitures et matériel	401 400 \$	156 699 \$	244 701 \$
TOTAL	6 156 100 \$	4 551 695 \$	1 604 405 \$

La Commission récupérera la totalité de ses frais de fonctionnement auprès des entreprises de services publics, ce qui libérera le gouvernement de l'Ontario de toute charge à cet égard.



STRUCTURE ET RESSOURCES DE LA COMMISSION

LA COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO EST UN ORGANISME DE RÉGLEMENTATION QUI RELEVÉ DU MINISTRE DE L'ENVIRONNEMENT ET DE L'ÉNERGIE ET DOIT RESPECTER LES POLITIQUES ADMINISTRATIVES DONT LE GOUVERNEMENT S'EST DOTÉ PAR LE BIAIS DE SON CONSEIL DE GESTION.

LOIS CONSTITUTIVES

La plupart des responsabilités de la Commission sont énoncées dans la Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario. Six autres lois complètent l'ensemble de ses compétences; ce sont la Loi sur les concessions municipales, la Loi sur les richesses pétrolières, la Loi sur les services publics, la Loi sur l'évaluation foncière, la Toronto Health Corporation Act et la Loi sur le projet d'aide financière aux intervenants.

La procédure que doit suivre la Commission, en sa qualité de tribunal administratif, est énoncée dans la Loi sur l'exercice des compétences légales, ainsi que dans ses propres règles provisoires de pratique et de procédure.

RÉEXAMEN DE L'ENCADREMENT RÉGLEMENTAIRE

La nature des services publics évolue au même rythme que l'environnement économique et social. Au cours de l'année, la Commission a entrepris une vaste révision de la Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario, adoptée il y a déjà près de 30 ans.

La Commission a formé, parmi ses membres et son personnel, un comité auquel elle a confié l'exécution de l'opération; des groupes se sont aussi vu attribuer la tâche d'étudier divers articles de la Loi. La Commission compile, à la suite de ces travaux, présenter au ministre de l'Environnement et de l'Énergie des recommandations visant la mise à jour de la Loi.

Les règles provisoires de pratique et de procédure, qui régissent depuis quatre ans la tenue des audiences, sont également en voie de révision. L'exercice 1992-1993 a marqué le début d'un examen approfondi, fait à la lumière de l'expérience acquise et des nouvelles attentes.

Enfin, la Commission participe pleinement aux travaux d'un comité créé par la *Society of Ontario Adjudicators and Regulators*. Ce comité, qui s'initie à une éventuelle révision de la Loi sur l'exercice des compétences légales, doit faire des recommandations à la procureure générale.

RESSOURCES HUMAINES

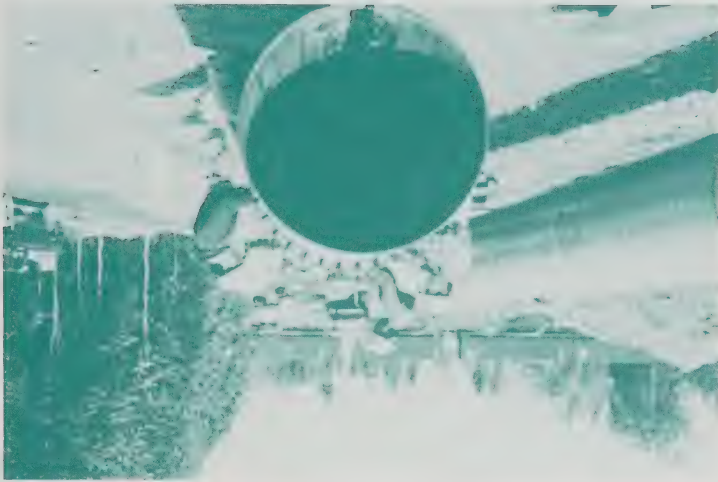
La Commission de l'énergie de l'Ontario se compose de neuf membres oeuvrant à temps plein, y compris la présidente et le vice-président, auxquels s'ajoutent deux membres oeuvrant à temps partiel. Les audiences de la Commission sont généralement tenues par trois de ses membres.

Les membres de la Commission sont nommés par le lieutenant-gouverneur en conseil sur la recommandation du ministre de l'Environnement et de l'Énergie, qui consulte au préalable le président de l'organisme; leur mandat est de trois ans au maximum. La Commission regroupe des gens de professions variées et profite des points de vue différents que peuvent lui apporter économistes, avocats, ingénieurs, comptables et gens d'affaires.

Au cours de l'année, la Commission a accompli ses tâches grâce à un effectif de 38 employés que lui avait accordé le gouvernement, en plus de ses membres réguliers.

Parmi ces employés, on trouve 13 spécialistes des questions techniques qui participent aux audiences. Ils ont pour tâche de dresser les dossiers de la Commission, c'est-à-dire de s'assurer que celle-ci dispose de toutes les données requises pour prendre ses décisions.

La Commission a entrepris une étude en profondeur de la Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario, qui a été adoptée il y a près de 30 ans.



Construction d'un gazoduc de
Centra à l'été 1992 afin d'ali-
menter la localité de Beardmore
près de Gervaldon, dans le nord
de l'Ontario.

Il arrivera parfois qu'une société demande à être libérée d'un de ces engagements afin de réaliser quelque transaction. La Commission établit alors s'il serait opportun de tenir audience à ce sujet, étudie la question et peut assortir son approbation des conditions qu'elle juge pertinentes.

Avant d'approuver la vente ou la fusion de sociétés de services publics, le lieutenant-gouverneur en conseil peut exiger qu'elles prennent des engagements précis, notamment en ce qui concerne le maintien de leur intégrité financière.

RESPECT DES ENGAGEMENTS

La société de services publics qui désire vendre ses actifs ou se fusionner à une autre doit au préalable solliciter l'autorisation du lieutenant-gouverneur en conseil. Il en va de même pour tout particulier acquérant une participation de plus de 20 pour 100 dans le capital-actions, de toute nature, d'une société de services publics. Le lieutenant-gouverneur en conseil en informe la Commission, qui tient audience et fait rapport à ce sujet.

VENTE D'INTÉRÊTS DANS DES SOCIÉTÉS DE SERVICES PUBLICS

L'exploitation des puits de gaz et de pétrole.

La Commission réglemente également divers volets du secteur du forage et de l'exploitation des puits de gaz et de pétrole.

Les demandes de permis de forage de puits dans une zone désignée aux fins du stockage doivent être soumises à l'examen de la Commission par le ministre des Richesses naturelles, au nom duquel ces permis sont délivrés. Celui-ci est tenu de se conformer aux recommandations de la Commission en cette matière.

La Commission réglemente également divers volets du secteur du forage et de l'exploitation des puits de gaz et de pétrole.

Les demandes de permis de forage de puits dans une zone désignée aux fins du stockage doivent être soumises à l'examen de la Commission par le ministre des Richesses naturelles, au nom duquel ces permis sont délivrés. Celui-ci est tenu de se conformer aux recommandations de la Commission en cette matière.

Il est interdit de stocker du gaz dans des formations géologiques qui ne sont pas désignées provenant de l'Ouest canadien.

De cette façon, les distributeurs ontariens peuvent équilibrer leurs réserves sur toute l'année et profiter de prix plus avantageux, tout en assurant l'exploitation efficace du réseau de gazoducs

collectivité, de la fiabilité des approvisionnements et des incidences environnementales.

Tous les projets de construction de gazoducs sont aussi soumis à l'attention du Comité ontarien de coordination des pipelines (COCF), qui est présidé par un membre de la Commission. Le COCF est un comité interministériel chargé des questions de sécurité et des répercussions environnementales relatives à la construction de telles installations. Il se compose de représentants des ministères de l'Agriculture et de l'Alimentation, de l'Environnement et de l'Énergie, de la Consommation et du Commerce, des Richesses naturelles, de la Culture, du Tourisme et des Loisirs, des Affaires municipales et des Transports. Au besoin, des organismes régionaux peuvent également participer à ses travaux.

Dans son analyse des projets, le Comité cherche à s'assurer que la construction de pipelines n'entraînera pas, à long terme, de conséquences néfastes pour l'environnement et que les perturbation soulevées avant qu'une demande officielle d'autorisation de construire ne soit présentée à la Commission.

Les attentes de la Commission en matière de protection de l'environnement sont exprimées dans les lignes directrices qu'elle a adoptées à l'égard de la localisation, de la construction et de l'exploitation de gazoducs. Leur libelle, qui date du milieu des années quatre-vingt, se trouvait en voie de révision en 1992-1993. Le groupe chargé de cette tâche a recueilli l'opinion des sociétés fournisseuses, du gouvernement et des autres intervenants intéressés.

Les nouvelles lignes directrices sur la protection de l'environnement s'appliqueront à de nouveaux domaines, notamment l'aménagement de réservoirs de stockage et la construction de postes de surpression, de coupure et de comptage. Conçues à l'origine pour les régions rurales, elles seront dorénavant plus exigeantes en matière de planification pour les projets visant des zones urbaines. Par ailleurs, elles favoriseront une plus grande participation du public en établissant un mécanisme mieux structuré de consultation et d'examen, apte à répondre aux interrogations avant le choix de l'emplacement ou du tracé.

APPROBATION DES ACCORDS DE CONCESSION

Toute municipalité peut accorder à une société de gaz le droit de fournir un service sur son territoire et d'y utiliser ou d'aménager des emprises routières et autres. La Commission doit cependant approuver les conditions particulières de l'accord de concession. Bon nombre des accords actuels, qui remontent à 30 ans ou plus, arrivent bientôt à échéance. Le modèle d'accord établi en 1988 fixe les conditions devant présider à leur renouvellement ou à la conclusion de nouveaux accords.

CERTIFICATS D'INTÉRÊT PUBLIC ET DE NÉCESSITÉ

Nul ne peut construire un ouvrage d'approvisionnement en gaz sans l'autorisation préalable de la Commission. Délivrée sous forme de certificat, cette autorisation n'est consentie que si l'intérêt public et la nécessité justifient le projet.

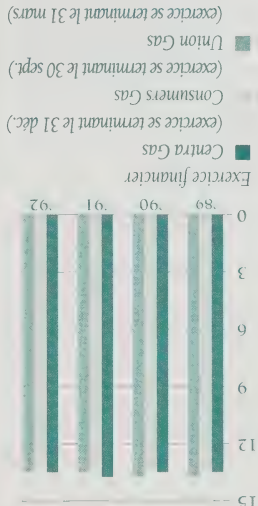
APPROBATION DES INSTALLATIONS DE STOCKAGE

La capacité de stocker le gaz est essentielle au bon fonctionnement du réseau de distribution onarien. La plupart des installations de stockage sont situées dans d'anciennes formations géologiques du sud-ouest de la province. Les réserves qu'elles contiennent servent à répondre aux fluctuations de la demande et à parer aux situations d'urgence.

En règle générale, le gaz est stocké pendant l'été, quand la demande est faible et le prix moins élevé; il est récupéré pendant la période hivernale, quand la consommation est plus forte.

La capacité de stockage est un élément essentiel du réseau gaz naturel.

TAUX DE RENDEMENT APPROUVÉ DES ACTIONS ORDINAIRES (en pourcentage)



(exercice se terminant le 31 déc.)
Consumers Gas
(exercice se terminant le 30 sept.)
Union Gas
(exercice se terminant le 31 mars)

gaz en Ontario, à savoir Consumers' Gas Company Ltd. (Consumers Gas), Union Gas Limited (Union), Centra Gas Ontario Inc. (Centra) et Natural Resource Gas Limited (NRG). Le consommateur est le plus important distributeur canadien de gaz naturel; elle dessert quelque 1 117 000 abonnés résidentiels, commerciaux et industriels dans le sud, le centre et l'est de l'Ontario. La British Gas Holdings (Canada) Limited détient près de 85 pour 100 des actions ordinaires; les 15 pour 100 restants appartiennent à des particuliers ayant répondu à l'offre émise au cours de l'année.

UNION occupe le deuxième rang parmi les distributeurs de gaz de la province; sa clientèle est concentrée dans le sud-ouest de l'Ontario. Elle exploite également un réseau de gazoducs et d'installations de stockage et de surpression qui desservent certains clients et d'autres sociétés de services publics établis dans l'est de la province, au Québec et aux États-Unis. Au total, elle compte près de 657 000 abonnés résidentiels, commerciaux et industriels. Union appartient à la société Westcoast Energy Inc.

CENTRA dessert environ 150 agglomérations du nord et de l'est de l'Ontario. Son réseau se compose de plusieurs gazoducs branchés au réseau de transport de la TransCanada Pipelines, de Kenora aux rives du lac Ontario et jusqu'au Saint-Laurent. Sa clientèle atteint près de 201 200 abonnés. Elle appartient également à Westcoast Energy Inc.

NRG est un petit fournisseur; sa clientèle de près de 2 600 abonnés est regroupée dans la région d'Aylmer.

On trouve en Ontario cinq autres petites sociétés de gaz qui sont exemptées de la réglementation des tarifs prévue par la loi créant la Commission, ainsi que deux organismes municipaux de distribution sur lesquels celle-ci n'a pas compétence.

C'est en 1974 que la Commission de l'énergie de l'Ontario a été pour la première fois chargée d'étudier les modifications de tarifs de vente en gros envisagées par Ontario Hydro. Cette dernière dessert directement et indirectement plus de 3,71 millions de consommateurs, dont 66 pour 100 sont des abonnés résidentiels.

Les tarifs de vente en gros d'Ontario Hydro sont fixés par son propre conseil d'administration. La société est cependant tenue de soumettre tout projet de modification à l'attention du ministre de l'Environnement et de l'Énergie, qui saisit la Commission du dossier en lui fournissant toutes les données techniques et financières pertinentes.

RENOVIS ET AUDIENCES GÉNÉRALES

Le lieutenant-gouverneur en conseil, le ministre de l'Environnement et de l'Énergie et celui des Richesses naturelles peuvent demander à la Commission de tenir une audience publique sur une question précise et de leur faire rapport. Ces renvois portent d'ordinaire sur des questions liées à l'énergie et suscitent souvent un vif intérêt parmi le public. La encore, la Commission joue un rôle consultatif, sans plus. Elle peut cependant, de sa propre initiative, convoquer des audiences générales pour examiner des questions qui relèvent de sa compétence.

APPROBATION DE NOUVEAUX GAZODUCS

Les sociétés qui désirent construire un gazoduc en Ontario doivent obtenir au préalable l'autorisation de la Commission. Celle-ci décide si le projet va dans le sens des intérêts du public après l'avoir examiné du point de vue de la sécurité, de la rentabilité, des retombées pour la

FONCTIONS ET RESPONSABILITÉS DE LA COMMISSION

LA COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO EST CHARGÉE DE RÉGLEMENTER L'INDUSTRIE ONTARIENNE DU GAZ NATUREL ET D'ÉTUDIER LES MODIFICATIONS QUE VEUT APPORTER L'ONTARIO HYDRO À SES TARIFS DE VENTE EN GROS. ELLE AGIT ÉGALEMENT À TITRE DE CONSEILLER, EN MATIÈRE ÉNERGÉTIQUE, AUPRÈS DES MINISTRES DE L'ENVIRONNEMENT ET DE L'ÉNERGIE ET DES RICHESSES NATURELLES, AINSI QUE DU LIEUTENANT-GOUVERNEUR EN CONSEIL.

Dans toutes ses activités, la Commission vise avant tout à servir le public et à protéger ses intérêts. Quand elle fixe des tarifs ou fait des recommandations, elle est tenue de concilier les attentes des consommateurs et des investisseurs, de même que les exigences de la protection environnementale.

FIXATION DES TARIFS DU GAZ NATUREL

Les sociétés de gaz naturel ontariennes ne sont pas autorisées à fixer elles-mêmes leurs prix de vente. La loi les oblige à faire approuver leurs échelles de tarifs par la Commission de l'énergie de l'Ontario. Celle-ci tient à ce sujet, pour chaque société, une audience publique qui dure généralement de trois à quatre semaines. Dans le cas d'achats directs auprès du producteur, la Commission a droit de regard sur les frais qui peuvent être exigés pour le transport du gaz jusqu'en Ontario.

Les tarifs ne sont pas les mêmes pour les consommateurs résidentiels, commerciaux et industriels; il existe également un tarif de vente en gros. Avant de prendre une décision, la Commission voudra d'abord établir l'ampleur des sommes que la société de distribution doit raisonnablement consacrer au maintien de l'ensemble de son réseau. Ensuite, elle tiendra compte des coûts associés aux fluctuations de la demande des différentes catégories de consommateurs.

Ainsi, la demande de gaz naturel pour le chauffage résidentiel varie selon la température et le moment de la journée. Il en coûte donc plus cher, par unité, pour approvisionner les abonnés résidentiels que les établissements industriels, ces derniers utilisant de grandes quantités de gaz à des volumes plus constants.

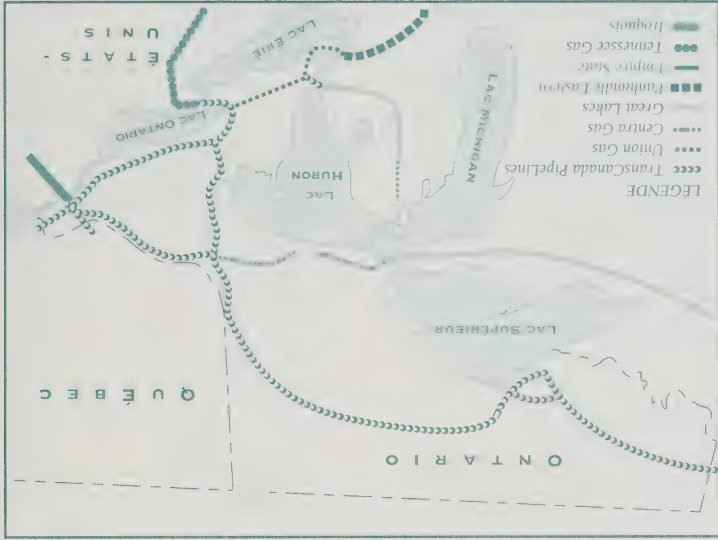
La Commission veille donc à ce que les tarifs soient aussi modiques que possible, tout en assurant aux actionnaires des fournisseurs un rendement suffisant sur leur investissement. Ses décisions doivent être justes et raisonnables pour les consommateurs comme pour les investisseurs.

Avant d'arrêter une décision, la Commission prend en considération les dépenses antérieures, actuelles et futures des sociétés fournisseuses et leur demande de justifier leurs chiffres. Elle tient également compte de la conjoncture et de son évolution, des revenus que prévoient de recevoir les sociétés de gaz et de la qualité des services qu'elles offrent.

Si la situation financière d'un fournisseur se modifie considérablement entre deux audiences, la Commission peut convoquer une séance spéciale pour accorder un redressement tarifaire provisoire à l'avantage soit de l'entrepreneur elle-même, soit de ses clients. Ces redressements sont sujets à révision et ne deviennent définitifs qu'au moment où la Commission rend sa décision finale et émet une ordonnance à cette fin.

La Commission décide des prix que peuvent demander quatre sociétés de distribution de

Les tarifs doivent être équitables
et raisonnables tant pour les consommateurs
que pour les actionnaires



RÉSEAU DE GAZODUCS DE L'ONTARIO

À ces derniers et aux municipalités, Ontario Hydro fournit l'électricité aux tarifs de vente directement près de 836 000 consommateurs ruraux et 103 grands établissements industriels.

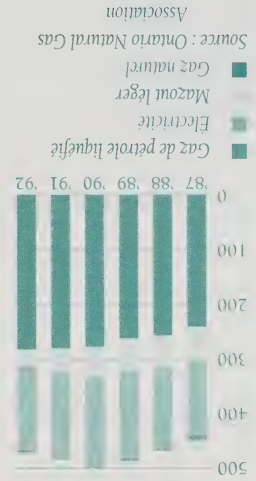
Dans la quasi-totalité des villes et agglomérations, un organisme municipal possède et exploite le réseau local de distribution. Il achète l'électricité à Ontario Hydro, au tarif de gros, et la revend à ses abonnés résidentiels et commerciaux. Ontario Hydro approuve aussi

En Ontario, une société du gouvernement provincial, appelée Ontario Hydro, est prin-

L'ÉLECTRICITÉ

gaz. négocient habituellement avec des producteurs ou des distributeurs pour assurer l'approvision-

nement de tous les membres et prennent ensuite les dispositions requises pour le transport du



DEMANDE RÉSIDEN-
TIELLE D'ÉNERGIE
(en pétajoules)
Demande de gaz et de mazout
redressée en fonction des varia-
tions de degrés-jours

Source : Ontario Natural Gas
Association
Gaz naturel
Mazout léger
Électricité
Gaz de pétrole liquide

L'ÉNERGIE EN ONTARIO

LE GAZ NATUREL REVÊT UNE GRANDE IMPORTANCE POUR L'ONTARIO COMME SOURCE D'ÉNERGIE ET COMME MATIÈRE PREMIÈRE ET CHARGE D'ALIMENTATION DANS L'INDUSTRIE DES PRODUITS CHIMIQUES.

PRINCIPAL COMBUSTIBLE DE TOUTS LES SECTEURS DE L'ÉCONOMIE, SAUF CELUI DES TRANSPORTS, IL OCCUPE ÉGALEMENT LA PREMIÈRE PLACE

QUAND IL S'AGIT DE CHAUFFER LES BÂTIMENTS OU L'EAU.

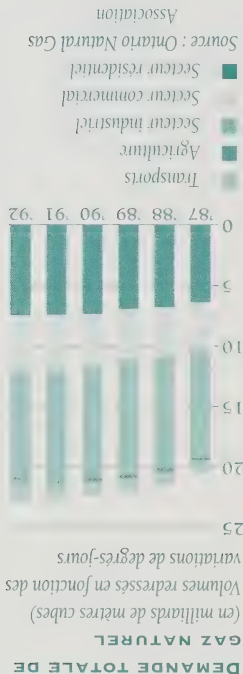
L'électricité compte aussi parmi les sources d'énergie de premier plan, car elle est indispensable dans bien des domaines, notamment l'appareillage électrique et le matériel informatique. Dans l'industrie, les foyers, les établissements commerciaux et le secteur institutionnel, le gaz naturel est la principale source d'énergie. En fait, l'Ontario en consomme plus que toute autre province, car elle représente près de 40 pour 100 de la demande canadienne totale. Le gaz représente quelque 32 pour 100 de l'énergie consommée en Ontario, contre environ 19 pour 100 pour l'électricité. Le pétrole, le charbon, le bois et les liquides de gaz naturel (comme le gaz propane) viennent compléter la liste des sources d'énergie utilisées dans la province.

VENTE ET DISTRIBUTION DU GAZ NATUREL

Près de 94 pour 100 du gaz naturel consommé en Ontario vient des provinces de l'Ouest, acheminé par les gazoducs de la TransCanada Pipelines et les réseaux associés. Environ 2 pour 100 de nos approvisionnements nous proviennent des États-Unis et quelque 3 pour 100, de notre propre production. En Ontario, le gaz naturel est surtout distribué par trois sociétés qui toutes détiennent une concession pour approvisionner une région particulière de la province. Comme le transport du gaz exige un investissement considérable dans la construction de gazoducs et d'installations de

stockage, le monopole demeure la plus efficace des formules, car il évite d'onéreux redoublements. Le coût du gaz provenant de l'Ouest canadien compte pour près du tiers du tarif résidentiel type; sy ajoutent les frais de transport et de distribution, ainsi que les frais d'exploitation du fournisseur. Depuis le milieu des années quatre-vingt, la déréglementation a fait évoluer le marché à bien des points de vue. Le prix de gros du gaz n'est plus fixé par l'Alberta et le gouvernement canadien, mais varie désormais selon les lois de la concurrence : les acheteurs peuvent maintenant choisir de s'approvisionner directement auprès du producteur ou de continuer à acheter auprès d'un distributeur. Dans le premier cas, ils doivent cependant conclure une entente de transport avec la TransCanada Pipelines. Les établissements qui consomment peu de gaz préfèrent souvent l'achat direct collectif. Les sociétés qui mettent de tels regroupements sur pied

CONCESSIONS POUR LA DISTRIBUTION DU GAZ NATUREL



MEMBRES DE LA COMMISSION

PRÉSIDENTE

MARIE C. ROUNDING



Mme Rounding, avocate et ex-enseignante, occupe

depuis le 1^{er} janvier 1992 la présidence de la Commission, dont elle a été membre de 1984 à

1987. Au cours de sa carrière, elle a également agi comme conseillère juridique auprès du ministère de l'Énergie de l'Ontario, dirigé les services

juridiques du ministère des Institutions financières et assumé la fonction de directrice du Bureau des

avocats de la Couronne - Droit civil, auprès du ministère du Procureur général, Mme Rounding

préside également le conseil d'administration du Doctors Hospital de Toronto.



VICE-PRÉSIDENT
ORVILLE J. COOK

M. Cook a exercé sa profession de comptable

agréé en pratique privée avant de se joindre au personnel de la Commission en 1961. Il y a

depuis lors occupé divers postes de gestion supérieure, notamment ceux de directeur de

l'analyse financière, de l'exploitation et des enquêtes en matière d'énergie. M. Cook siège à la Commission depuis janvier 1985 et en a été le

président intérimaire pendant les six derniers mois de 1991. Il a été nommé vice-président en

titre en novembre 1991.

MEMBRES :

CARL A. WOLF JR.



Wolf s'est joint à la Commission en septembre 1986, fort d'une expérience de 29 ans auprès de la société Union Carbide, où il a notamment été chargé de gérer les questions énergétiques. Il a également occupé la vice-présidence de l'Association des consommateurs industriels de gaz et a fait partie de nombreux regroupements sectoriels et groupes gouvernementaux précoces de politique énergétique.

* RICHARD R. PERDUE



M. Perdue siège à temps partiel au sein de la Commission depuis février 1990, après en avoir été membre à temps plein de 1981 à 1986.

C. WILLIAM W. DARLING



M. Darling a été nommé membre de la Commission en février 1990, à la fin de sa longue carrière auprès de la société C-I-L Inc., spécialiste de consommation d'énergie dans ses procédés de chauffage, de transport et de préparation des charges d'alimentation. Tout juste avant sa nomination, il y exerçait depuis 10 ans ses compétences dans le domaine des achats et des politiques liées à l'énergie et aux charges d'alimentation. Il a obtenu une maîtrise et sciences (génie chimique) de l'Université Queen's.



PAMELA W. CHAPPELLE

Mme Chapelle, avocate, a quitté la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario pour se joindre à la Commission de l'Énergie en juillet 1990. Sa carrière l'a vu travailler pour de nombreux organismes gouvernementaux et du Bureau de l'Ombudsman de l'Ontario.

JUDITH C. ALLAN



Mme Allan, qui agissait auparavant en qualité de directrice de l'analyse des marchés et de la prévision auprès de la société TransCanada Pipelines, siège à la Commission depuis septembre 1990. Elle a obtenu un baccalauréat en mathématiques, de même qu'une maîtrise en sciences économiques et en administration.

EDWARD J. ROBERTSON



M. Robertson, qui s'est joint à la Commission en mai 1992, était auparavant président de la commission des services publics du Manitoba. Après avoir acquis une longue expérience dans l'entreprise privée britannique, il a occupé divers postes dans la fonction publique canadienne, notamment celui de chef de la direction de la société de téléphone du Manitoba.



CHERYL L. COTTLE

Mme Cottle, avocate, a travaillé auparavant le poste de conseillère juridique principale auprès du ministère du Procureur général, où elle s'occupait parallèlement d'un projet de réforme de l'assurance automobile. Représentante de la Commission auprès des tribunaux depuis mai 1992.



* JUDITH B. SIMON

Spécialiste des questions environnementales, Mme Simon siège à temps partiel au sein de la Commission depuis mai 1992. Chef de service auprès des ministères de l'Industrie, du Commerce et de la Technologie et de l'Environnement, elle a aussi participé aux travaux de planification du ministère de l'Énergie. Aujourd'hui en pratique privée, cette consultante connaît particulièrement bien les relations environnementales et les liens entre l'économie et l'environnement.

L'une des plus grandes priorités que

je me suis fixées pour l'avenir consistera

à collaborer avec nos interlocuteurs afin

d'améliorer la qualité des services que

fournit la Commission. Nous voulons

recueillir l'opinion de chacun, de manière

que toutes les attentes soient prises en

compte. Vu la conjoncture commerciale

actuelle et nos prévisions quant à ce qu'il

advient, notamment dans le domaine

de la déréglementation, nous devons

redéfinir notre vocation d'après les nou-

velles tendances et orienter les travaux de

la Commission de façon à offrir à nos

clients les services qu'ils recherchent vrai-

ment. C'est uniquement cette vision de

l'avenir qui nous garantira de toujours

oeuvrer dans l'intérêt de la population et

de l'industrie gazière.

La présidente,

Marie C. Rounding

Marie C. Rounding

programme d'amélioration de la qualité.

Pour nous assurer que la Commission

reste au fait des événements les plus mar-

quants et que sa conduite s'accorde avec

celle de ses homologues, nous tenons à

demeurer actifs dans les cercles de la justice

administrative. Ma propre contribution en

ce domaine m'amène à occuper actuelle-

ment le poste de secrétaire de la section des

présidents d'organismes de la *Society of*

Ontario Adjudicators and Regulators et à

assurer la coprésidence de la conférence

convoquée en 1993 par le Conseil des tri-

bunaux administratifs canadiens. J'ai aussi

présidé le comité des questions énergé-

tiques de l'Association des membres des tri-

bunaux d'utilité publique du Canada, tout

en siégeant à son conseil de direction.

Tandis que la Commission de l'énergie

de l'Ontario s'efforçait de relever l'effica-

cité de son exploitation, le gouvernement

cherchait à faire de même dans l'ensemble

de ses activités. En créant le ministère

de l'Environnement et de l'Énergie en

février 1993, il regroupait deux secteurs de

plus en plus apparentés. Son Conseil de

gestion a également entrepris un vaste réex-

amen du système ontarien d'organismes

gouvernementaux afin de le rationaliser. La

Commission elle-même a joué un rôle actif

au sein des groupes d'étude, dont certaines

recommandations ont reçu l'approbation de

principe du Cabinet.

QUESTIONS D'ORDRE

ENVIRONNEMENTAL

- Planification intégrée des ressources en gaz
- Gestion de l'électricité
- Lignes directrices pour la construction de gazoducs

coût des facteurs sociaux et environnementaux, ainsi que les bienfaits éventuels des investissements consentis.

Dans le cadre de notre examen des

hausse de tarifs proposées pour 1993 par Ontario Hydro concernant la vente d'électricité en gros, nous avons tenu compte des mesures qu'elle a prises pour mieux gérer la demande. Dans notre rapport au

Ministre, nous avons souligné que ce type de mesures doit être soumis à une étude aussi rigoureuse que celles qui ciblent

l'offre. Nous avons aussi recommandé qu'Ontario Hydro organise des ateliers avec ses interlocuteurs afin d'examiner et de raffiner ses propres programmes de gestion énergétique et qu'elle redouble

efforts pour en surveiller l'évolution afin de s'assurer que ses fonds soient investis à bon escient.

En terminant cette revue des projets que nous avons mis en oeuvre pour mieux répondre aux préoccupations environnementales, soulignons que nos lignes directrices en matière de localisation, de construction et d'exploitation de gazoducs en Ontario sont actuellement en voie de révision. Nous comptons en modifier la portée de manière qu'elles visent également les activités complémentaires dans l'optique de l'aménagement urbain et d'une plus grande participation du public. Celle-ci est d'ailleurs indispensable à la

qualité du processus de réglementation, tout comme la communication constante avec les divers groupes qui s'intéressent à nos audiences. Pour consolider nos activités de communication, nous avons mis au point un bulletin intitulé «Regulatory Agenda», conçu pour faire mieux connaître nos travaux, et avons publié les premiers résumés de nos décisions en matière de tarifs. La Loi sur le projet d'aide financière aux intervenants, dont le gouvernement a reporté l'entrée en vigueur à 1990, est également destinée à favoriser la participation de la population, en soutenant financièrement les interlocuteurs admissibles qui, sans elle, ne pourraient se permettre de faire valoir leur point de vue.

Dans le but d'offrir des services de meilleure qualité, nous avons aussi amorcé une révision des lois et règlements qui nous régissent. Notre objectif premier est de présenter au gouvernement des recommandations alignées sur l'évolution du marché, notamment en ce qui a trait à la détermination des prix du gaz et à l'appartenance des options d'achat direct, éventuelles que ne pouvait prévoir le législateur. Nous avons en outre remis à l'étude nos règles provisoires de pratique et de procédure, que nous avions déjà modifiées le 1^{er} janvier dernier conformément au remaniement de notre processus d'indemnisation, dans le cadre de notre

C'est grâce aux efforts constants de ces gens dévoués que la Commission a pu tant faire depuis un an.

Sensible aux impératifs d'efficacité, la Commission favorise le maintien des procédures de référence de deux ans et des règlements négociés, mesures louées deux instaurées l'an dernier. La première nous permet de fixer les tarifs pour deux années et de réaliser ainsi des économies, tandis que la seconde, axée sur le partage des idées et des préoccupations, entraîne souvent le règlement des questions en suspens avant même que ne débute l'audience. Une stratégie fondée sur la concertation optimise le processus de prise des décisions, que les discussions aient lieu en privé ou dans la salle d'audience, en donnant à toutes les parties l'occasion de mixer leurs expressions plus détendue. Bien que l'on ne puisse encore tirer de conclusions formelles quant à l'emploi de cette méthode, elle a été favorablement accueillie au sein de l'industrie et nous sommes convaincus qu'elle sera profitable à long terme.

Les audiences générales ou conjointes sont un autre moyen de rendre plus efficace le processus de réglementation. Nous y avons recourus quand un problème demande une solution expéditive, quand nos décisions risquent d'exercer un effet

considérable sur les politiques et la réglementation et quand il est plus économique de considérer en une seule audience des questions partageant des caractéristiques communes.

À l'aube du XXI^e siècle, un organisme de réglementation efficace doit aussi se préoccuper de préserver la propriété commune que constitue notre patrimoine environnemental. Il y a deux ans, la Commission, faisant état des liens qui unissent l'énergie, l'environnement et l'économie, a mis sur pied un processus à volets multiples, connu sous le nom de «planiification intégrée des ressources en gaz naturel» et en vertu duquel on envisage l'exploitation des entreprises fournissuses de manière à garantir les approvisionnements au moindre coût, grâce à un ensemble bien pensé de mesures agissant d'une part sur l'offre et d'autre part sur la demande. L'an dernier, nous avons tenu une audience générale qui s'est penchée surtout sur les outils de gestion de la demande. Nous avons ainsi réussi à formuler des lignes directrices pour la mise en oeuvre d'un plan sectoriel qui assurera le juste équilibre entre les préoccupations environnementales et financières. Nous avons recommandé que les sociétés de gaz naturel se joignent à d'autres intervenants pour mettre au point des moyens d'intégrer, dans les tarifs, le

INNOVATIONS

- *Audiences conjointes ou générales*
- *Exercices de référence de deux ans*
- *Règlement négocié des conflits*

LES TRIBUNAUX DE RÉGLEMENTATION DOIVENT S'ADAPTER AUX NOUVELLES RÉALITÉS ÉCONOMIQUES

LA COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO EST FIÈRE D'INTERVENIR DYNAMIQUEMENT DANS LES SECTEURS DU GAZ NATUREL ET DE L'ÉLECTRICITÉ. DANS NOTRE ÉCONOMIE, ILS ASSURENT UN SERVICE ESSENTIEL À DES MILLIERS D'ENTREPRISES ET À DES MILLIONS DE Foyers DE MANIÈRE SÛRE, FIABLE ET ÉCONOMIQUE, TOUT EN TENANT COMPTE DE

LA QUALITÉ DE L'ENVIRONNEMENT.

Chargée de veiller à ce que les tarifs soient justes et l'approvisionnement régulier, ainsi que de protéger l'intérêt de la population, la Commission se doit aussi d'être bien informée des effets éventuellement dommageables et contre-productifs de gestes imprudents.

La volonté de restreindre les dépenses publiques et l'évolution rapide du marché obligent aujourd'hui les organismes de réglementation, aussi bien que les sociétés de services publics et leurs clients, à se tourner résolument vers l'innovation, si l'on veut que le prix du gaz naturel et de l'électricité continue d'être équitable aux yeux du consommateur, c'est dans la concertation qu'il faudra trouver la solution aux problèmes que rencontre l'industrie. Pour rester efficaces, les tribunaux administratifs doivent être disposés à s'adapter aux conditions nouvelles.

Dans son désir constant de s'améliorer, la Commission a créé plusieurs projets qui portent notamment sur le règlement négocié des conflits, une période d'essai de deux

ans, la révision des lois pertinentes et la tenue d'audiences générales ou conjointes. Elle a renouvelé ses politiques et méthodes dans le domaine de l'indemnisation des intervenants, qui se fait maintenant plus rapidement. Elle est également en voie de moderniser son système de surveillance du rendement financier des sociétés de gaz naturel et de modifier les méthodes comparables dont elles se servent pour produire leurs rapports financiers. Toutes ces initiatives partagent un même objectif fondamental : rendre le processus de réglementation : rendre le fonctionnement interne de la Commission plus efficace. La réduction du coût de nos travaux et le rehaussement de leur qualité seront la mesure de notre succès.

Le lecteur trouvera dans le présent document une relation précise de nos principales réalisations de l'année, ainsi qu'un résumé de nos décisions et rapports les plus importants. Le tout témoigne de l'ardeur des membres et du personnel de la Commission qui forment une équipe parti-

Minister
MinistreMinistry of
Environment
and EnergyMinistère de
l'Environnement
et de l'Énergie135 St. Clair Avenue West
Suite 100
Toronto ON M4V 1P5135, avenue St. Clair ouest
Bureau 100
Toronto ON M4V 1P5

À Son Honneur Henry N.R. Jackman
Lieutenant-gouverneur de la
province de l'Ontario

Il me fait grand plaisir de vous présenter le rapport annuel de
la Commission de l'énergie de l'Ontario pour l'année budgétaire
1992-1993.

Veuillez agréer, Son Honneur, l'assurance de ma très haute
considération.

Le ministre,

C.J. (Bud) Wildman

TABLE DES MATIÈRES

MESSAGE DE LA PRÉSIDENTE

2

MEMBRES DE LA COMMISSION

6

INTRODUCTION

L'ÉNERGIE EN ONTARIO
FONCTIONS ET RESPONSABILITÉS DE LA COMMISSION
STRUCTURE ET RESSOURCES DE LA COMMISSION

7

FAITS SAILLANTS DE L'EXERCICE 1992-1993
(se terminant le 31 mars 1993)

POUR UNE PLUS GRANDE PARTICIPATION DU PUBLIC

AMÉLIORATION DES MÉTHODES DE TRAVAIL

ACTIVITÉS AU SEIN DE LA COMMUNAUTÉ DES TRIBUNAUX ADMINISTRATIFS

MESURES DE RATIONNALISATION

RÉCAPITULATION DES ACTIVITÉS

Étude de la planification intégrée des ressources en gaz

Examen des tarifs de vente en gros d'Ontario Hydro

Audiences relatives aux tarifs du gaz naturel

Demandes relatives à des gazoducs

Autres rapports

16

LISTE DES CAS TRAITÉS

31

INTERVENANTS

33

LEXIQUE

34

Les bureaux de la Commission de l'énergie de l'Ontario sont situés au :

2300 rue Yonge Bureau 2601
Toronto ON M4P 1E4 (416) 481-1967

On peut se procurer des exemplaires du présent rapport et d'autres publications de la Commission à la librairie du gouvernement de l'Ontario au 880 rue Bay, Toronto, tel. : (416) 326-5320.
Les personnes habitant à l'extérieur de Toronto peuvent s'adresser à Publications Ontario, service des commandes postales, 50 rue Grosvenor, Toronto ON M7A 1N8. Pour les appels interurbains sans frais, composez le 1 800 668-9938.

ISSN 0317-4891

Photographies des membres de la Commission fournies par Vincenzo Pietropaulo. Autres photographies fournies par Centra Gas Ontario Inc., The Consumers Gas Company Ltd., Ontario Hydro et Union Gas Limited.
Imprimé au Canada sur du papier Beckett Expression contenant 50 % de fibres recyclées avec 25 % de déchets de consommation.

LA PAGE
COUVERTURE ILLUSTRÉ
UNE CAROTTE DE
FORAGE.

Dans l'industrie du gaz naturel, on prélève des carottes de forage pour déterminer les caractéristiques structurales et l'intégrité des réservoirs de stockage du gaz.



R A P P O R T
A N N U E L
1 9 9 2 - 1 9 9 3



COMMISSION DE
L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO